

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО НАУКЕ И ТЕХНИКЕ

ВСЕСОЮЗНЫЙ ИНСТИТУТ НАУЧНОЙ
И ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

М. Б. РАВИЧ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

МОСКВА

1977

Эффективность использования топлива. Р а в и ч М. Б. Изд-во «Наука», 1977, 1—344.

В книге рассмотрены основные свойства твердого, жидкого и газообразного топлива. Приведены обобщенные теплотехнические характеристики, позволяющие оценить эффективность использования топлива, не прибегая к определению его состава и теплоты сгорания. Изложена простая методика подсчета потерь тепла, коэффициента полезного действия теплотехнических установок, экономии топлива, получившая широкое применение в промышленности. Рассмотрены пути повышения эффективности применения топлива при минимальных капиталовложениях путем комплексного ступенчатого использования тепла продуктов сгорания и защиты воздушного бассейна.

Книга рассчитана на исследователей и практиков теплоэнергетиков, работающих в промышленности и на транспорте, решающих вопросы повышения эффективности использования топлива.

Таблиц 155, иллюстраций 29, библиогр. 238 назв.

Марк Борисович Р а в и ч

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА

Утверждено к печати Всесоюзным институтом научной и технической информации

Редактор издательства М. С. *Архангельская*

Художник Ф. Н. *Буданов*

Художественный редактор С. А. *Литвак*

Технические редакторы П. С. *Кашина*, В. Д. *Прилепская*

Корректоры Ю. Л. *Косорьгин*, Т. Д. *Хорькова*

Сдано в набор 5/VI 1976 г. Подписано к печати 9/II 1977 г. Формат 70×108^{1/8}.

Бумага № 1. Усл. печ. л. 30,1. Уч.-изд. л. 28,8. Тираж 12 500. Тип. зак. 1953. Т-03753

Цена 2 р. 55 к.

Издательство «Наука», 103717 ГСП, Москва, К-62, Подсосенский пер., 21

Набрано в московской типографии № 11 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.

Москва, 113105, Нагатинская ул., д. 1.

Отпечатано во 2-й типографии издательства «Наука», 121099, Москва, Г-99, Шубинский пер., 10

ПРЕДИСЛОВИЕ

Топливо, по образному выражению В. И. Ленина¹, — это хлеб промышленности. С развитием промышленности, транспорта и механизированного сельского хозяйства потребность в топливе стремительно возрастает.

Мировые запасы топлива оцениваются в 12 800 млрд. т условного топлива (т у.т.), т. е. топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг. Из этого количества около 11 200 млрд. т составляют ресурсы угля, 740 млрд. т — нефти и 630 млрд. т — естественного газа.

Если исключить из этих ресурсов топливо, залегающее на большой глубине, а также тонкие пласты угля, разработка которых неэффективна, то извлекаемые прогнозные запасы топлива оцениваются в 3800 млрд. т у.т., из которых на долю угля приходится 2900, нефти 370 и газа 500 млрд. т у.т. [1, 2]. По некоторым прогнозам запасы минерального топлива существенно выше, при этом ресурсы извлекаемого жидкого топлива, содержащегося в битуминозных песках и сланцах, по ряду оценок превышают запасы нефти.

В 1900 г. в мире было добыто менее 1 млрд. т топлива в пересчете на условное, а в 1975 г. — около 9 млрд. т. К концу столетия добыча топлива, по-видимому, возрастет до 20—25 млрд. т в год.

Коренные изменения произошли в структуре мирового топливного баланса. В 1900 г. прочно доминировал уголь. На его долю приходилось более 77% добываемого топлива, далее следовали дрова — около 18%, а доля углеводородного топлива — нефти и природного газа — не превышала 4%. В современном топливном балансе на долю нефти и газа приходится около 65%.

Увеличение потребления топлива, в особенности углеводородного, привело к тому, что все промышленно развитые зарубежные страны вынуждены импортировать «хлеб для промышленности». Так, США ввозят около 15% потребляемого топлива, страны Западной Европы — до 70%, Япония — около 90%. В 1970 г. страны ЕЭС, Япония и США импортировали 1,3 млрд. т условного топлива, прогнозируется, что импорт топлива в эти страны возрастет к 1985 г. до 4 млрд. т.

Топливная промышленность дореволюционной России была слабо развита, и 30% потребляемого угля ввозилось из Англии. В результате обширных геологоразведочных работ, проведенных в нашей стране, открыты месторождения угля, нефти и газа.

В 1913 г. в России добывалось топлива в 9 раз меньше, чем в Великобритании, Франции и на территории, занимаемой ныне ФРГ. А теперь в СССР добывают примерно в 3 раза больше горючего, чем в этих трех странах вместе взятых. Соотношение изменилось более чем в 25 раз!

Топливная промышленность обеспечивает страну горючим и вносит весомый вклад в экспортный баланс. В 1974 г. СССР поставил в страны СЭВ и другие государства 212 млн. т у.т., в том числе 116 млн. т нефти

¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 39, с. 409

и нефтепродуктов, 26 млн. т каменного угля и антрацита. Экспортировано около 14% добытого топлива в пересчете на условное. Импортировано 31 млн. т у. т., или 2% [4]. Доля топлива в 1974 г. составила около 25% в структуре экспорта.

Создание мощной высокомеханизированной топливной промышленности потребовало весьма крупных капиталовложений. На протяжении многих лет на ее развитие расходовалось около 20% всех капиталовложений в индустрию. Большие средства направлялись также в металлургию и машиностроение с целью расширения производства машин, механизмов и труб для топливной промышленности.

Для обеспечения страны топливом огромное значение имеет повышение эффективности его использования. В этой области имеются крупные резервы, так как наряду с установками, работающими с весьма высокими КПД, нередко превышающими 90%, действует большой парк промышленных печей, котлов и сушил, КПД которых можно существенно повысить с привлечением капиталовложений значительно меньших по сравнению с необходимыми для добычи эквивалентного количества топлива.

Повышение эффективности использования топлива имеет первостепенное значение также для решения другой важнейшей проблемы современности — уменьшения загрязнения воздушного бассейна.

Взаимосвязь этих вопросов обусловлена тем, что при повышении КПД использования топлива особое внимание уделяют обеспечению полноты сгорания. Это позволяет попутно устранить или уменьшить загрязнение воздушного бассейна токсичной окисью углерода, углеводородами, в том числе канцерогенным бензпиреном, сажей и другими вредными выбросами.

Кроме того, со снижением расхода топлива вследствие повышения КПД его использования естественно уменьшается и количество продуктов сгорания, содержащих окислы серы и азота, т. е. вредные компоненты, не принадлежащие к числу продуктов неполного сгорания.

В предлагаемой книге изложены основные свойства топлива и разработанная автором упрощенная методика теплотехнических расчетов, позволяющая установить потери тепла и эффективность применения топлива на основе обобщенных характеристик, не прибегая к замерам расхода топлива, его анализу и определению теплоты сгорания.

Упрощенная методика теплотехнических расчетов и определения эффективности использования топлива, изложенная в монографии «Топливо и эффективность его использования», выпущенной в свет издательством «Наука» в 1971 г., прошла проверку временем и широко применяется на практике.

Материалы этой книги и методы, рассмотренные в ней, положены в основу данного издания. Дополнительно рассмотрено также разграничение оптимальных областей применения различных видов топлива и энергии, вовлечение в топливный баланс страны неиспользуемых ресурсов горючего, повышение эффективности использования топлива. Обсуждены вопросы защиты воздушного бассейна в результате предотвращения образования сажи, окиси углерода, бензпирена и окислов азота.

В книгу включены данные о топливном балансе страны до 1975 г. и о плане добычи топлива в десятой пятилетке в соответствии с основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы, утвержденными XXV съездом КПСС.

Автор выражает глубокую благодарность академику Узбекской Академии наук Н. В. Лаврову, профессорам А. И. Михайлову и Б. М. Тарееву, кандидатам технических наук А. Д. Лихачеву и Н. Ф. Малову, инженеру Н. И. Москвину за ценные советы и помощь в подготовке рукописи к изданию.

Глава I

РОЛЬ ТОПЛИВА В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

В народном хозяйстве применяют многочисленные виды топлива. Их подразделяют на естественные, непосредственно добываемые из недр земли, и искусственные, получаемые в большинстве случаев переработкой естественного топлива.

Ниже дана классификация естественного и искусственного твердого, жидкого и газообразного топлива.

1. Твердое топливо

Естественное: а) дрова, б) торф, в) бурый уголь, г) каменный уголь, д) полуантрацит, е) антрацит, ж) сланцы, з) битуминозные пески.

Искусственное: а) древесный уголь, б) торфяной полукокс, в) буроугольный полукокс, г) каменноугольный полукокс, д) кокс, е) термоантрацит, ж) брикеты торфяные и угольные, з) промышленные и коммунальные отходы.

2. Жидкое топливо

Естественное: а) нефть, б) газовый конденсат.

Искусственное: а) бензин, б) керосин, в) дизельное топливо, г) мазут, д) смола, е) сланцевое масло, ж) метанол.

3. Газообразное топливо

Естественное: а) природный газ, б) нефтепромысловый газ, в) шахтный газ.

Искусственное: а) нефтезаводский газ, б) сжиженный газ, в) полукоксовый газ, г) коксовый газ, д) водяной газ, е) смешанный генераторный газ, ж) воздушный газ, з) доменный газ, и) ваграночный газ, к) водород, л) газы процессов брожения.

Ценность топлива для народного хозяйства определяют в основном следующие характеристики:

1. Теплота сгорания, или теплотворная способность, т. е. количество тепла, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива. От теплоты сгорания зависит расход топлива и его транспортабельность.

2. Жаропроизводительность ($t_{\max}$) — максимальная температура горения, развиваемая при полном сгорании топлива в условиях, когда выделяемое тепло полностью расходуется на нагрев образующихся продуктов сгорания. Жаропроизводительность топлива определяет эффективность его применения в высокотемпературных процессах.

3. Содержание балласта, т. е. минеральной массы и влаги, в твердом и жидком топливе, азота и двуокиси углерода в газообразном. Балласт уменьшает теплоту сгорания топлива. При большом содержании балласта заметно снижается также жаропроизводительность топлива.

4. Содержание вредных примесей, снижающее ценность топлива, в особенности технологического и бытового, и обуславливающее загрязнение воздушного бассейна.

5. Выход летучих веществ и обуглероженного остатка (кокса) при нагревании твердого топлива, определяющий легкость его зажигания, а также целесообразность использования в технологических процессах.

6. Удобство сжигания топлива и расход энергии, связанный с подготовкой топлива к использованию.

7. Степень сложности разведки и трудности добычи топлива, определяющие объем капиталовложений в топливную промышленность и себестоимость горючего.

8. Удаленность месторождений топлива от районов его потребления, обуславливающая объем капиталовложений в средства транспорта и в стоимость перевозок горючего.

В дореволюционной России не хватало топлива для обеспечения потребности промышленности, транспорта и городского хозяйства. Так, в 1913 г., предшествовавшем первой мировой войне, в России было добыто около 29 млн. т угля, 9 млн. т нефти, 1,5 млн. т торфа и импортировано из Великобритании и Германии около 9 млн. т угля и кокса на сумму 90 млн. руб.

В годы гражданской войны и интервенции добыча топлива резко снизилась. В 1919 г. В. И. Ленин писал, что из-за недостатка топлива надвигается настоящая катастрофа¹. В 1920 г. в стране добывалось угля в 3 раза, а нефти в 2,5 раза меньше, чем в 1913 г. Государственная комиссия по электрификации России (ГОЭЛРО) разработала в 1920 г. план развития народного хозяйства страны на базе ее электрификации, рассчитанный на 10—15 лет. В плане ГОЭЛРО большое внимание было уделено развитию топливной промышленности. Добыча нефти должна была возрасти примерно в 1,5 раза по сравнению с 1913 г., угля — более чем в 2 раза, торфа — почти в 10 раз.

План ГОЭЛРО, утвержденный VIII Всероссийским съездом Советов в конце 1920 г., был выполнен досрочно [3].

В 1930 г. XVI съезд партии принял решение о создании второй угольно-металлургической базы страны. В соответствии с этим решением получила широкое развитие угольная промышленность Кузнецкого бассейна. Затем была создана крупная угольная промышленность в Карагандинском, Печорском, Канско-Ачинском бассейнах и других районах страны.

В послевоенные годы была развита мощная нефтяная промышленность на Востоке европейской части страны — в Башкирии, Татарии, Куйбышевской и Пермской областях.

На базе разведенных после войны месторождений природного газа возникла крупная газовая промышленность в Саратовской области.

Развитие топливной промышленности потребовало больших капиталовложений. На протяжении многих лет около 18—20% всех вложений в индустрию шло на развитие угольной, нефтяной и газовой промышленности. Так, в 1960 г. из 15 млрд. руб., вложенных в промышленность, около 1,2 млрд. было предоставлено угольной, 1,3 нефтяной и 0,2 газовой промышленности; в 1965 г. из 20,7 млрд. руб. суммарных капиталовложений в промышленность 1,4 млрд. было направлено в угольную, 2,1 в нефтяную и 0,6 в газовую промышленность; а в 1974 г. из 36,7 млрд. руб. суммарных капиталовложений в индустрию 1,8 млрд. было выделено угольной промышленности, 3,3 нефтяной и 1,7 газовой [4].

¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 39, с. 306.

Таблица 1

Добыча топлива в СССР [4]

Год	Нефть, млн. т	Газовый конденсат, млн. т	Газ естественный, млрд м ³ при 20 °С и давлении 760 мм рт. ст.	Уголь, млн. т	Торф топливный условной влажности, млн. т	Сланцы, млн. т
1913	9,2	—	—	29,1	—	—
1928	11,6	—	0,3	35,5	5,3	—
1932	21,4	—	1,0	64,4	13,5	—
1937	28,5	—	2,2	128,0	24,0	—
1940	31,1	—	3,2	165,9	33,2	1,7
1945	19,4	—	3,3	149,3	22,4	—
1950	37,9	—	5,8	261,1	36,0	—
1955	70,8	—	9,0	389,9	50,8	—
1960	147,2	0,7	45,3	509,6	53,6	14,1
1965	241,7	1,2	127,7	577,7	45,7	21,3
1970	348,8	4,2	197,9	624,1	57,4	24,3
1971	371,8	5,3	212,4	640,9	54,3	26,1
1972	393,8	6,6	221,4	655,2	61,2	29,3
1973	421	7,6	236,3	667,6	58,5	31,1
1974	451	8,3	260,6	684,5	39,8	33,3
1975	491	—	289	701	—	—

Помимо прямых вложений в топливную промышленность, крупные материальные ресурсы выделяются для развития смежных отраслей индустрии, производящих машины и механизмы, необходимые для добычи угля в шахтах и глубоких разрезах, турбобуры, насосы, компрессоры и трубы для нефтяной и газовой промышленности.

Увеличение добычи топлива в СССР и изменение структуры топливного баланса приведены в табл. 1 и 2. В первые пятилетки добыча топлива в стране возрастала в основном за счет каменного угля, и в 1950 г. доля угля в топливном балансе составила 66%. В дальнейшем стала быстро нарастать добыча наиболее ценного углеводородного топлива — нефти и газа, и к 1974 г. доля нефти и естественного газа в топливном балансе составила около 65%. Среднегодовой прирост добычи угля, нефти и газа по пятилеткам показан в табл. 3.

Основные ресурсы топлива в СССР сконцентрированы на Востоке страны. Здесь разведаны месторождения каменного и бурого угля, залегающего на небольшой глубине, нефти и газа. Добыча топлива на Востоке страны возрастает особенно быстро. Теперь в районах восточнее Урала добывают более четверти всего объема нефти, свыше трети — газа и половину — угля. Это обуславливает целесообразность размещения на Востоке страны энергоемких производств и необходимость транспортировки с востока на запад наиболее дешевым способом большого количества высококалорийного топлива и электроэнергии. Табл. 4 иллюстрирует рост добычи топлива на Востоке и увеличение доли районов восточнее Урала в топливном балансе СССР.

В табл. 5 сопоставлены капиталовложения в газовую, нефтяную и угольную промышленность и прирост добычи топлива. При этом следует иметь в виду, что значительная часть капиталовложений расходовалась на модернизацию предприятий топливной промышленности и на создание предприятий, компенсирующих снижение добычи топлива в отработанных месторождениях.

Таблица 2

Топливный баланс в СССР [4]

Год	Всего	Нефть, включающая газовый конденсат	Газ	Уголь	Торф	Сланцы	Дрова
<i>Миллионы тонн условного топлива</i>							
1913	48,2	14,7	—	23,1	0,7	—	9,7
1922	29,7	6,7	0,03	9,0	0,9	—	13,1
1940	237,7	44,5	4,4	140,5	13,6	0,6	34,1
1945	185,0	27,8	4,2	115,0	9,2	0,4	28,4
1950	311,2	54,2	7,3	205,7	14,8	1,3	27,9
1955	479,9	101,2	11,4	310,8	20,8	3,3	32,4
1960	692,8	211,4	54,4	373,1	20,4	4,8	28,7
1965	966,6	346,4	149,8	412,5	17,0	7,4	33,5
1966	1033,1	379,1	170,1	420,1	24,4	7,5	31,9
1967	1088,4	411,9	187,4	428,6	22,4	7,5	30,6
1968	1126,6	442,1	201,2	428,7	18,3	7,6	28,7
1969	1177,4	469,6	215,5	439,6	16,7	8,0	28,0
1970	1221,8	502,5	233,5	432,7	17,7	8,8	26,6
1971	1284,9	537,3	250,6	444,2	16,7	9,5	26,6
1972	1353,8	572,6	264,6	459,8	21,2	9,9	25,7
1973	1420,6	613,5	282,4	468,8	20,2	10,6	25,1
1974	1497,1	656,3	311,4	480,2	13,9	11,3	24,0
<i>Процент к итогу</i>							
1913	100	30,5	—	48,0	1,4	—	20,1
1922	100	22,5	0,1	30,3	3,0	—	44,1
1940	100	18,7	1,9	59,1	5,7	0,3	14,3
1945	100	15,0	2,3	62,2	4,9	0,2	15,4
1950	100	17,4	2,3	66,1	4,8	0,4	9,0
1955	100	21,1	2,4	64,8	4,3	0,7	6,7
1960	100	30,5	7,9	53,9	2,9	0,7	4,1
1965	100	35,8	15,5	42,7	1,7	0,8	3,5
1966	100	36,7	16,5	40,7	2,3	0,7	3,1
1967	100	37,8	17,2	39,4	2,1	0,7	2,8
1968	100	39,2	17,9	38,0	1,6	0,7	2,6
1969	100	39,9	18,3	37,3	1,4	0,7	2,4
1970	100	41,1	19,1	35,4	1,5	0,7	2,2
1971	100	41,8	19,5	34,6	1,3	0,7	2,1
1972	100	42,3	19,5	34,0	1,6	0,7	1,9
1973	100	43,2	19,9	33,0	1,4	0,7	1,8
1974	100	43,8	20,8	32,1	0,9	0,8	1,6

В докладе на XXIV съезде КПСС в марте 1971 г. Генеральный секретарь ЦК КПСС товарищ Л. И. Брежнев указал на необходимость увеличения доли нефти и газа в топливном балансе страны и технического перевооружения угольной промышленности [5].

В директивах XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 годы намечено повысить

Таблица 3

Среднегодовой прирост добычи важнейших видов топлива по пятилеткам [4]

Пятилетка	Годы	Среднегодовой прирост добычи		
		угля, млн. т	нефти, млн. т	газа, млрд. м ³
Первая	1929—1932	7,2	2,4	0,19
Вторая	1933—1937	12,7	1,4	0,25
Третья	1938—1940	12,7	0,9	0,36
Четвертая	1946—1950	22,4	3,7	0,55
Пятая	1951—1955	25,8	6,6	0,84
Шестая	1956—1960	24,0	15,4	7,4
Седьмая	1961—1965	13,6	19,0	16,4
Восьмая	1966—1970	9,3	21,9	14,0
Девятая	1971—1975	15,4	27,6	18,2
Десятая (план)	1976—1980	18—22	26—30	22—29

Таблица 4

Добыча топлива в районах восточнее Урала

Год	Нефть, включая газовый конденсат		Естественный газ		Уголь	
	млн. т	% от добычи в СССР	млрд. м ³	% от добычи в СССР	млн. т	% от добычи в СССР
1940	2,0	6,3	0,02	0,5	47,6	28,7
1960	10,6	7,2	1,1	2,4	182,9	35,9
1965	17,2	7,1	18,5	14,5	227,1	39,3
1970	63,8	18,1	59,0	29,8	269,3	43,2
1971	81,0	21,5	66,4	31,3	283,8	44,3
1972	101,3	25,3	74,2	33,5	298,5	45,6

удельный вес нефти и газа в общем балансе топлива в 1975 г. не менее чем до 67% [6].

В течение первых пяти пятилеток на каждую тонну увеличения добычи угля приходилось около 20 м³ газа, в шестую пятилетку — примерно 300, в седьмую — более 1000, в восьмую — 1500 и в девятую пятилетку — около 1200 м³.

В течение первых пятилеток прирост добычи нефти был в 3—15 раз меньше прироста добычи угля, в шестой пятилетке он был меньше лишь в 1,5 раза. Начиная с седьмой пятилетки увеличение добычи нефти в 1,5—2 раза превышает рост добычи угля.

В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы», принятых XXV съездом КПСС, предусмотрено увеличить добычу газа в десятой пятилетке на 38—50%, нефти — на 26—30% и угля — на 13—16% (табл. 6). При этом 60% всего прироста добычи угля будет получено за счет экономичного открытого способа. Значительно расширится применение дешевых углей открытой добычи на электростанциях, а жидкого и газообразного топлива в технологии. Так, потребление газа на технологические цели возрастет в десятой пятилетке в 2 раза [7—9].

Таблица 5

Сопоставление капиталовложений и увеличение добычи горючего по отраслям топливной промышленности [4]

Показатель	Год									
	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
<i>Газовая промышленность</i>										
Капиталовложения, млн. руб.	615	754	851	918	932	1041	1122	1229	1482	1750
Увеличение добычи газа, млн. т у. т. в год	23	20	17	14	14	18	17	14	18	19
Соотношение, руб/т прироста добычи	27	38	51	66	67	58	66	88	82	92
<i>Нефтяная промышленность</i>										
Капиталовложения, млн. руб.	2070	2157	2133	2184	2222	2527	2759	3003	3080	3320
Увеличение добычи нефти, млн. т у. т. в год	27	33	33	30	28	33	35	35	41	43
Соотношение, руб/т прироста добычи	75	63	64	73	79	77	79	86	74	77
<i>Угольная промышленность</i>										
Капиталовложения, млн. руб.	1426	1477	1509	1467	1435	1541	1624	1713	1743	1780
Увеличение добычи угля, млн. т у. т. в год	9	8	8	—	12	—	12	16	9	12
Соотношение, руб/т прироста добычи	160	183	188	—	380	—	135	107	190	148

Таблица 6

Показатели развития топливной промышленности в десятой пятилетке

Топливо	Добыча		Прирост за десятую пятилетку	
	1975 г.	1980 г. [9]	абсолютный	% к 1975 г.
Уголь, млн. т	701	790—810	89—109	13—16
Нефть, включая газовый конденсат, млн. т	491	620—640	129—149	26—30
Газ, млрд. м ³	289	400—435	111—146	38—50

Осуществляемая перестройка топливного баланса и увеличение доли нефти, газа и угля, добываемого открытым способом, имеют огромное народнохозяйственное значение [10—15].

При этом достигается:

1. Обеспечение страны высококачественным углеводородным топливом и снижение стоимости добываемого топлива.

2. Уменьшение капиталовложений на добычу горючего.

3. Повышение производительности труда работников топливной промышленности и улучшение условий труда.

4. Повышение эффективности использования топлива в народном хозяйстве и улучшение условий труда рабочих, обслуживающих топливоиспользующие установки.

5. Уменьшение капиталовложений в топливоиспользующие установки и повышение производительности технологических и энергетических установок.

6. Уменьшение загрязнения окружающей среды вредными выбросами.

По материалам, представленным на 11-й Международный газовый конгресс 1970 г., наиболее дешевым видом топлива для районов Центра Европейской части СССР является оренбургский природный газ [13]. Соотношение стоимости различных видов топлива для этих районов округленно характеризуется следующими цифрами (в %):

Природный газ		Уголь каменный	
оренбургский	100	кузнецкий (открытой добычи)	300
тюменский	150	донецкий	350
северокавказский	200	Уголь бурый подмосковный	450
среднеазиатский	250		
Мазут сернистый	150		

Себестоимость добычи, удельные капиталовложения и расчетные затраты на добычу различных видов топлива приведены в табл. 7. Увеличение добычи условного топлива на одного работника топливной промышленности иллюстрирует табл. 8. С увеличением доли нефти и газа в топливном балансе с 20 до 65%, увеличением доли угля, добываемого открытым способом, с 4 до 31% и развитием механизации и автоматизации в топливной промышленности, добыча условного топлива на одного работника возросла более чем в 3,5 раза.

Применение газообразного и жидкого топлива позволяет значительно повысить КПД промышленных печей и котлов и интенсифицировать их работу.

Таблица 7

Экономические показатели добычи различных видов топлива [15]

Вид топлива	Проектные показатели на вновь вводимые мощности, руб/т у. т.		
	Капиталовложения	Себестоимость	Приведенные затраты
Уголь			
Канско-ачинский	9,6	1,2	2,4
Экибастузский	8,2	1,5	2,5
Кузнецкий (открытой добычи)	27,8	5,3	8,6
Карагайдинский	30,3	9,2	12,8
Донецкий	64,3	9,3	17,0
Подмосковный	89,7	13,3	24,1
Газ			
Тюменский	29,4	3,1	6,6
Среднеазиатский	35,6	2,7	7,0

Добыча условного топлива на одного работающего в топливной промышленности СССР [4]

Год	Число рабочих и служащих, тыс. чел	Добыча условного топлива, млн т	Доля нефти и газа в топливном балансе, %	Доля угля, добываемого открытым способом, %	Добыча условного топлива на одного работающего, тыс. т в год
1940	808	238	20,6	4	295
1960	1568	693	38,4	20	440
1965	1579	967	51,3	24	610
1970	1542	1222	60,2	27	795
1971	1513	1285	61,3	28	850
1972	1479	1354	61,8	29	915
1973	1447	1421	63,1	30	980
1974	1425	1497	64,6	31	1050

При сопоставлении различных видов топлива принимают в качестве эталона условное топливо с теплотой сгорания 7000 ккал/кг, что соответствует теплоте сгорания каменного угля и антрацита с невысоким содержанием балласта.

Ниже приведены округленные значения эквивалентов для пересчета основных видов топлива в условное:

Бензин	1,5	Бурый уголь подмосковный	0,36—0,45
Керосин	1,47	Торф	
Дизельное топливо	1,43	кусковой с содержанием влаги 33%	0,41—0,43
Мазут		фрезерный с содержанием влаги 40%	0,35—0,40
малосернистый	1,40		
сернистый	1,38	Дрова с содержанием влаги 40%	0,35
Антрацит	0,9—1,0	Газ на 1 м ³	
Каменный уголь			
домецкий	0,75—1,0	природный	1,2
кузнецкий	0,90—1,04	коксовый	0,6
Кокс	0,9	доменный	0,13

Более подробные данные приведены в главах, посвященных различным видам твердого, жидкого и газообразного топлива.

Данные о добыче топлива в социалистических странах Европы приведены в табл. 9. Из этих данных видно, что в 1974 г. добыча угля в семи странах превышает 660 млн. т в год и близка к добыче угля в СССР. Однако в рассматриваемых странах добыча газа в 6 раз меньше, а нефти в 23 раза меньше, чем в СССР.

В социалистических странах Европы (за исключением Румынии) собственных ресурсов нефти и газа недостаточно для обеспечения потребностей народного хозяйства в углеводородном топливе.

Большую роль в топливном балансе стран — членов СЭВ играют нефть и газ, поступающие из СССР по мощным трубопроводам «Братство» и «Дружба».

В директивах XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР было предусмотрено: «Всесторонне совершенствовать и расширять экономические и научно-технические связи Советского Союза с социалистическими странами в направлении даль-

Таблица 9

Добыча топлива в зарубежных социалистических странах Европы в 1974 г.
(округленно) [4]

Страна	Уголь, млн. т			Нефть, млн. т	Газ, млрд. м ³
	каменный	бурый	каменный и бурый		
Польша	162	40	202	0,6	5,7
Чехословакия	28	82	110	0,1	1,0
ГДР	1	243	244	—	—
Венгрия	3	23	26	2,0	5,1
Болгария	0,3	24	24	0,1	0,2
Румыния	7	20	27	14,5	28,9
Югославия	1	33	34	3,5	1,4
Итого	202	465	667	20,8	42,3

нейшего укрепления содружества и последовательного развития экономической интеграции хозяйства стран — членов СЭВ» [6].

В комплексной программе дальнейшего углубления и совершенствования сотрудничества и развития социалистической экономической интеграции стран — членов СЭВ, принятой XXV сессией Совета Экономической Взаимопомощи, большое внимание уделено взаимовыгодному сотрудничеству для удовлетворения потребности в топливе.

Предполагается проведение совместных геологоразведочных работ в целях увеличения разведанных запасов топлива, строительство и эксплуатация совместных предприятий по добыче топлива, представление для этого целевых кредитов, развитие сотрудничества в более интенсивном наращивании добычи нефти и газа.

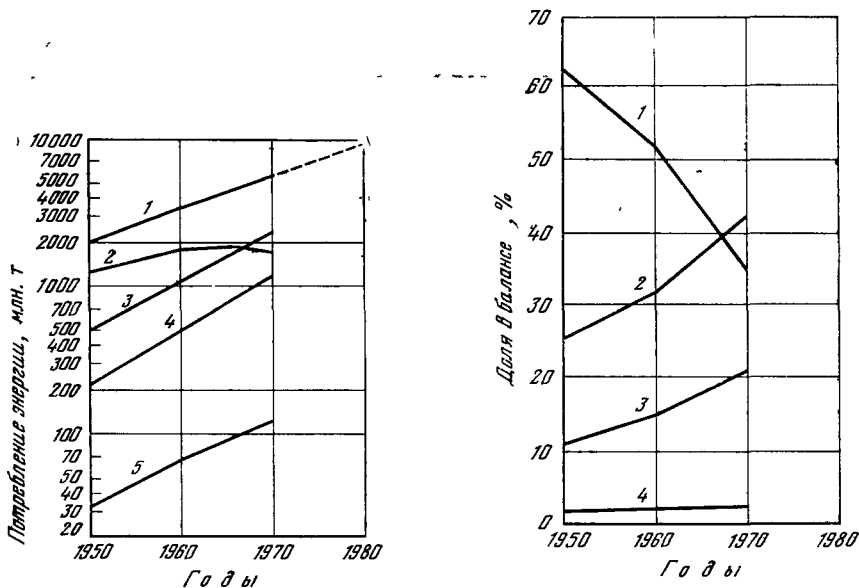


Рис. 1. Потребление топлива в мире в пересчете на нефть

1 — суммарное потребление; 2 — твердое топливо; 3 — нефть; 4 — естественный газ; 5 — энергия гидравлическая и атомная.

Рис. 2. Структура мирового топливного баланса

1 — твердое топливо; 2 — нефть; 3 — естественный газ; 4 — гидроэнергия.

Мировой топливно-энергетический баланс [4]

Топливо	Год								
	1900	1913	1938	1950	1965	1970	1972	1973	1974
<i>Миллион тонн условного топлива</i>									
Всего	950	1569	2031	2852	5783	7448	8094	8479	8597
Нефть	29	77	355	680	1998	2968	3360	3675	3655
Газ естественный	9	22	97	256	952	1457	1653	1722	1777
Уголь									
всего	723	1255	1283	1544	2209	2228	2257	2267	2346
каменный	700	1215	1193	1397	1941	1935	1955	1957	2022
бурый	23	40	90	147	268	293	302	310	324
Торф	6	6	15	18	20	22	23	25	19
Дрова	167	164	168	167	247	308	308	320	320
Гидроэлектроэнергия	16	45	113	187	357	465	493	470	480
<i>Процент к итогу</i>									
Нефть	3,0	4,9	17,5	23,8	34,6	39,9	41,5	43,3	42,5
Газ естественный	0,9	1,4	4,8	9,0	16,5	19,6	20,4	20,3	20,7
Уголь									
всего	76,1	80,0	63,1	54,1	38,2	29,9	27,9	26,8	27,3
каменный	73,7	77,4	58,7	49,0	33,6	26,0	24,2	23,1	23,5
бурый	2,4	2,6	4,4	5,1	4,6	3,9	3,7	3,7	3,8
Торф	0,7	0,4	0,7	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Дрова	17,6	10,4	8,3	5,9	4,3	4,1	3,8	3,8	3,7
Гидроэлектроэнергия	1,7	2,9	5,6	6,6	6,1	6,2	6,1	5,5	5,6
Всего	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 11

Добыча топлива в некоторых капиталистических странах в 1974 г.

Страна	Нефть, включая газовый конденсат, млн. т	Естественный газ (при 0 °С и 760 мм рт. ст.), млрд. м³	Уголь, млн. т		
			всего	каменный	бурый
Великобритания	0,1	29	109	109	—
Италия	1,0	14	1	—	1
Франция	1,1	10	26	23	3
ФРГ	6,2	21	221	95	126
США	433	605	543	530	13
Япония	0,7	3	20	20	—

Намечено развивать производство кокса в ПНР и СССР, располагающих запасами коксующихся углей.

В документе «Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы», утвержденном XXV съездом КПСС, указано «Продолжить работу по объединению усилий СССР и заинтересованных стран — членов СЭВ для совместного комплексного решения

Таблица 12

Добыча топлива на душу населения в 1974 г. в СССР и некоторых зарубежных странах [4]

Страна	Нефть, включая газовый конденсат, кг	Газ естественный, м ³	Уголь (товарный), кг
СССР	1821	963	2 502
Болгария	17	21	2 801
Венгрия	191	486	2 458
ГДР	—	—	14 420
Польша	16	163	5 993
Румыния	689	1372	1 279
Чехословакия	11	67	7 499
Югославия	164	68	1 587
Великобритания	2	523	1 934
Италия	19	260	21
Франция	21	198	497
ФРГ	103	344	3 663
США	2041	2853	2 563
Япония	6	25	186

задач по расширению добычи и производства основных видов сырья, топлива, материалов, продукции машиностроения, товаров народного потребления, по развитию транспорта на основе совместно разрабатываемых долгосрочных целевых программ» [9].

В табл. 10 дана структура мирового топливно-энергетического баланса [4].

На рис. 1 показано прогнозируемое увеличение потребления топлива в мире (в миллионах тонн в пересчете на нефть (нэ)¹ до 1980 г., а на рис. 2 — структура мирового топливно-энергетического баланса.

В табл. 11 приведены данные о добыче топлива в 1974 г. в наиболее развитых в промышленном отношении капиталистических странах [4], а в табл. 12 показана добыча топлива на душу населения в СССР и зарубежных странах.

¹ НЭ — нефтяной эквивалент.

Глава II

СОСТАВ ТОПЛИВА И ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ

ГОРЮЧАЯ МАССА

Топливо состоит из горючей массы и балласта. В состав горючей массы входят от двух до пяти элементов. Углеводородное топливо — естественный газ и легкое жидкое топливо — состоит только из двух элементов — углерода и водорода, причем содержание углерода от 3 до 6 раз превышает содержание водорода.

В тяжелом жидком топливе — мазуте, помимо углеводородов, содержатся смолы, асфальтены и другие органические соединения, в состав которых, кроме углерода и водорода, входят также сера, кислород и азот. Однако суммарное количество этих трех элементов во много раз меньше, чем углерода или водорода.

В горючей же массе некоторых видов твердого топлива содержание кислорода в несколько раз превышает содержание водорода, например в дровах оно больше в 7 раз.

В доменных, ваграночных и некоторых генераторных газах основным горючим компонентом является окись углерода, в которой содержание кислорода по массе больше, чем углерода.

Состав горючей массы топлива и содержание в нем балласта обуславливают теплотехнические и технологические характеристики топлива.

Углерод. Важнейшим компонентом горючей массы топлива является углерод. Его содержание в горючей массе различных видов топлива колеблется от 50 до 99%. Округленное содержание углерода в горючей массе топлива приведено в табл. 13.

Таблица 13

Содержание углерода в горючей массе топлива

Топливо	Содержание углерода, % (по массе)	Топливо	Содержание углерода, % (по массе)
Дрова	50	Дизельное топливо	87
Торф	54—63	Мазут малосернистый	87—88
Сланцы	60—75	Бензол	92
Бурые угли	60—80	Антрацит	92—98
Природный газ	75	Шунгит	97—99
Каменные угли	75—90	Древесный уголь	89—95
Бензин	85	Кокс	96
Керосин	86	Полукокс	90—92

Содержащийся в топливе углерод входит в состав сложных органических соединений, образующих горючую массу топлива.

При сгорании 1 кг-атома углерода в виде графита выделяется около 94 000 ккал тепла, или около 7830 ккал на 1 кг углерода.

Количество тепла, выделяющееся при сгорании углерода, содержащегося в различных видах топлива, неодинаково вследствие разной затраты энергии на разрыв связей между атомами в молекулах неоднотипных органических соединений.

Д. И. Менделеев установил, что различие в количестве тепла, выделяемого при сгорании углерода, входящего в состав разных видов твердого и жидкого топлива, сравнительно невелико и количество тепла, выделяемого при сгорании 1 кг углерода, может быть принято в среднем равным 8100 ккал.

В теплотехнических расчетах обычно принимают, что при сгорании 1 кг-атома углерода, содержащегося в твердом и жидком топливе, выделяется 97 650 ккал тепла.

Жаропроизводительность графита, т. е. максимальная температура, развиваемая при отсутствии потерь тепла, равна 2175°C. Если принять теплоту сгорания углерода, входящего в состав различных видов твердого и жидкого топлива, по Д. И. Менделееву, равной 8100 ккал/кг, то жаропроизводительность углерода топлива составит 2240°C.

Водород. Вторым по значению компонентом топлива является водород. Его содержание в горючей массе различных видов топлива (округленно) дано в табл. 14.

Таблица 14

Содержание водорода в горючей массе топлива

Топливо	Содержание водорода, % (по массе)	Топливо	Содержание водорода, % (по массе)
Кокс	0,3—1	Сланцы	7—10
Антрацит	1—3	Бензол	8
Полукокс	2—3	Мазут	11—12
Древесный уголь	2—4	Дизельное топливо	13
Каменные угли	4—6	Керосин	14
Бурые угли	4—6	Бензин	15
Торф	6	Сжиженные газы	18
Дрова	6	Природный газ	25

При сгорании 1 кмоль газообразного водорода, с образованием воды, выделяется 68 260 ккал тепла, т. е. 33 860 ккал на 1 кг газообразного водорода, при 3046 ккал на 1 м³ водорода при нормальных условиях (температура 0°C, давление 1 кгс/см²).

Следовательно, при сгорании 1 кг газообразного водорода выделяется в 4,2 раза больше тепла, чем при сгорании 1 кг углерода. Поэтому теплота сгорания топлива значительно возрастает с повышением содержания в нем водорода. Так, теплота сгорания горючей массы кокса с минимальным содержанием водорода равна около 8000 ккал/кг, а теплота сгорания мазута, состоящего примерно из 88% углерода и 12% водорода, — более 10 000 ккал/кг. Теплота сгорания 1 кг метана, состоящего из 75% углерода и 25% водорода, еще выше и равна ~12 000 ккал.

Продукты сгорания отводят из котлов и печей обычно при температуре, превышающей 100°C. В этих условиях в дымовых газах содержится не вода, а водяной пар. На нагревание и испарение 1 кг влаги расходуется около 600 ккал.

С учетом расхода тепла на испарение воды при сгорании килограмм-молекулы водорода выделяется 57 740 ккал тепла, т. е. 28 640 ккал на 1 кг водорода, или 2576 ккал на 1 м³ H₂ при нормальных условиях.

Количество тепла, выделяющееся при сгорании 1 кг водорода с образованием воды, называется *высшей теплотой сгорания*, а количество тепла, выделяющееся при сгорании 1 кг водорода с образованием водяного пара, — *низшей теплотой сгорания*.

Отношение высшей теплоты сгорания водорода к низшей составляет 68 260 : 57 740, т. е. около 1,18. В соответствии с этим у топлива, в состав которого входит значительный процент водорода, высшая и низшая теплоты сгорания существенно различаются.

При сжигании природного газа и других видов бессернистого топлива с высоким содержанием водорода есть возможность охладить продукты сгорания ниже точки росы и использовать теплоту конденсации содержащегося в них водяного пара.

В этих условиях возможное использование потенциального тепла топлива определяется его высшей теплотой сгорания и количество использованного тепла может превосходить низшую теплоту сгорания топлива.

При сгорании водорода, содержащегося в твердом и жидком топливе, выделяется несколько меньше тепла, чем при сгорании молекулярного газообразного водорода.

Содержащийся в топливе водород подобно углероду входит в состав различных органических соединений, теплота разложения которых неодинакова. Поэтому при сгорании 1 кг водорода, содержащегося в различных видах твердого и жидкого топлива, выделяется различное количество тепла. Это различие, впрочем, не очень велико. Д. И. Менделеев установил, что 1 кг водорода, содержащийся в различных видах твердого и жидкого топлива, выделяет при сгорании в воду около 30 000 ккал тепла, а при сгорании в водяной пар — 24 600 ккал (на 4000 ккал меньше, чем 1 кг молекулярного газообразного водорода).

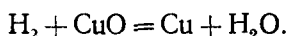
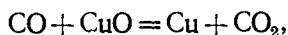
Жаропроизводительность молекулярного водорода равна 2235 °C, т. е. близка к жаропроизводительности углерода, несмотря на большое различие в теплоте сгорания углерода и водорода.

Закономерность этого весьма важного положения обоснована при обсуждении жаропроизводительности топлива.

Содержание водорода в горючей массе повышает реакционную способность и скорость горения топлива.

Повышение содержания водорода в горючей массе твердого топлива обуславливает увеличение выхода летучих веществ, выделяющихся при нагревании топлива без доступа воздуха.

Содержание углерода и водорода в топливе определяют, сжигая небольшую навеску (0,3—0,5 г) сухого топлива в токе кислорода. Газообразные продукты сгорания пропускают через контактную массу, состоящую из раскаленной окиси меди, что обеспечивает полноту окисления продуктов неполного сгорания до углекислого газа и водяного пара:



Затем образующийся водяной пар поглощают серной кислотой или прокаленным хлористым кальцием, а углекислый газ — едким кали.

По увеличению веса поглотителей определяют количество водяного пара и углекислого газа и в соответствии с этим подсчитывают содержание углерода и водорода в навеске исследуемого топлива.

При определении содержания углерода и водорода применяемый кислород очищают от следов углекислого газа и водяного пара при помощи поглотителей — натронной извести Ca(OH)₂NaOH, хлористого

кальция CaCl_2 и концентрированной серной кислоты, а продукты сгорания перед пропусканием их через окись меди освобождают от сернистого газа (образующегося в результате сгорания содержащейся в топливе серы), который поглощается хромокислым свинцом с образованием сернокислого свинца.

Процесс сгорания топлива и полного окисления образующихся газообразных продуктов реакции путем контакта с окисью меди ведут при температуре $\sim 800^\circ\text{C}$, а очистку продуктов сгорания от сернистого газа — при 600°C .

Топливо и поглотительные сосуды взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0002 г.

Содержание углерода в топливе определяют по формуле

$$C = \frac{(A_1 + A_2) 0,273 \cdot 100}{B} \%, \quad (\text{II.1})$$

где A_1 — привес кали-аппарата с раствором едкого кали, г; A_2 — привес контрольной U-образной трубки с натронной известью, г; 0,273 — коэффициент для пересчета CO_2 в C; B — навеска исследуемого топлива, г.

Кислород. Третий важный компонент горючей массы топлива — кислород. Содержание его в горючей массе различных видов топлива (округленно) приведено в табл. 15.

Таблица 15

Содержание кислорода в горючей массе топлива

Топливо	Содержание кислорода, % (по массе)	Топливо	Содержание кислорода, % (по массе)
Природный газ	0	Кокс	1—3
Нефтепромысловый (попутный) газ	0	Каменные угли	2—15
Сжиженный газ	0	Бурые угли	19—27
Безин	0	Сланцы	12—18
Керосин	0	Торф	33
Дизельное топливо	0	Дрова	42
Мазут	0—0,2	Доменный газ	Более 50

Высоким содержанием кислорода характеризуется горючая масса растительного топлива, а также молодых видов ископаемого топлива — торфа и бурых углей. Значительно меньше кислорода содержится в каменных углях. В антраците содержание кислорода составляет 1—2%.

Малое содержание кислорода характерно также для искусственных видов обуглероженного твердого топлива, получаемых из угля, торфа или древесины отгонкой из них летучих веществ.

Содержащийся в горючей массе кислород снижает ее теплоту сгорания. Это обусловлено двумя факторами. Во-первых, кислород в горючей массе топлива соответственно уменьшает процентное содержание в ней углерода и водорода, обладающих высокой теплотой сгорания. Кислород же является как бы балластом, входящим непосредственно в состав органических соединений, образующих горючую массу топлива. Во-вторых, кислород, входящий в состав горючей массы, находится в химическом соединении с водородом и углеродом, например в виде гидроксильных (ОН) и карбоксильных (COOH) групп, т. е. водород и углерод присутствуют частично в окисленном состоянии, что существенно снижает количество тепла, выделяемого при их сгорании (доокислении).

Степень снижения теплоты сгорания горючей массы топлива вследствие содержания в ней кислорода зависит от состава кислородсодержащих соединений и от того, с каким элементом — водородом или углеродом — химически связан кислород.

При взаимодействии углерода с кислородом с образованием углекислого газа по уравнению $C + O_2 = CO_2$ выделяется 97 650 ккал на 1 кмоль вступающего в реакцию кислорода.

При взаимодействии водорода, содержащегося в твердом или жидком топливе, с кислородом с образованием водяного пара по формуле $H_2 + 0,5O_2 = H_2O$ выделяется 98 400 ккал на 1 кмоль кислорода. Таким образом, при соединении кислорода с водородом выделяется тепла лишь на 1% больше, чем при соединении такого же количества кислорода с углеродом.

Д. И. Менделеев установил, что содержание 1% кислорода в горючей массе топлива снижает ее теплоту сгорания вследствие частичного окисления углерода и водорода в среднем на 26 ккал/кг.

При сопоставлении двух указанных выше причин снижения теплоты сгорания горючей массы топлива вследствие содержания в ней кислорода становится очевидным, что первая причина (снижение содержания углерода и водорода) имеет большее значение, чем вторая. В самом деле, уменьшение содержания водорода в горючей массе на 1% снижает низшую теплоту ее сгорания на 246 ккал/кг, уменьшение содержания углерода на 1% — соответственно на 81 ккал/кг, а дополнительное снижение теплоты сгорания вследствие частичного окисления углерода и водорода горючей массы составляет 26 ккал/кг.

Теплота сгорания 1 кг горючей массы древесины из-за высокого содержания кислорода (около 44%) примерно в 2 раза ниже теплоты сгорания горючей массы антрацита или кокса и в 2,5—3 раза ниже теплоты сгорания углеводородного топлива. Топливо с высоким содержанием кислорода в горючей массе — древесина, торф, молодые бурые угли — обладает высокой гигроскопичностью и содержит много влаги. У этих видов топлива теплота сгорания влажной рабочей массы значительно ниже теплоты сгорания горючей массы.

Кислород в горючей массе твердого топлива сравнительно мало снижает ее жаропроизводительность, однако высокая влажность топлива с большим содержанием кислорода обуславливает увеличение объема продуктов сгорания вследствие испарения влаги и снижение в результате этого температуры, развиваемой при сжигании топлива.

Твердое топливо с большим содержанием кислорода в горючей массе характеризуется высоким выходом летучих веществ, легко зажигается и обладает высокой реакционной способностью. В легком дистиллированном жидком топливе практически нет кислорода. В сырой нефти и мазуте, хотя и в незначительном количестве, содержится кислород, входящий в состав смол и нафтеновых кислот. В природных и нефтезаводских газах кислорода весьма мало (входит в состав окислов углерода). В коксовых, генераторных и доменных газах присутствует значительное количество связанного кислорода (в виде CO и CO₂), а содержание свободного молекулярного кислорода обычно не превышает 1%.

Содержание кислорода в газе (в процентах по объему) определяют путем его поглощения пирогаллолом, а в горючей массе твердого топлива (в процентах по массе) фиксируют по разности после определения остальных компонентов горючей массы топлива:

$$O^r = 100\% - (C^r + H^r + S_{o+к}^r + N^r) \%$$

Азот. Содержание азота в горючей массе твердого топлива колеблется от 0,6 (дрова) до 2% у некоторых видов углей и торфа.

При коксовании каменных углей в атмосфере, не имеющей свободного кислорода, азот, содержащийся в топливе, в значительной степени выделяется в виде аммиака NH_3 .

В нефти содержание азота обычно колеблется от 0,03 до 0,3%.

В газообразном топливе основным видом балласта является азот — от долей процента в некоторых природных и нефтепромысловых газах до 60% в доменных и 75% в ваграночных газах. Газы с высоким содержанием азота характеризуются низкой теплотой сгорания и пониженной жаропроизводительностью.

Содержание азота в твердом и жидком топливе определяют по методу Кьелдаля, основанному на способности кипящей серной кислоты окислять органические соединения до CO_2 и H_2O , а содержащийся в них азот превращать в NH_3 . Образующийся аммиак улавливают серной кислотой и по количеству NH_3 определяют содержание азота в топливе.

В газообразном топливе азот фиксируют как остаточный член после определения содержания в газе других компонентов:

$$\text{N}_2 = 100\% - (\text{CO}_2 + \text{O}_2 + \text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{и т. д.}) \%$$

В процессе горения азот топлива переходит в дымовые газы в виде молекулярного азота N_2 , а при высокой температуре в топках и печах частично окисляется с образованием весьма вредных для здоровья окислов азота.

Азот, входящий в состав сложных органических соединений, окисляется при значительно более низкой температуре, чем молекулярный азот, входящий в состав воздуха и газообразного топлива. Поэтому загрязнение воздушного бассейна окислами азота, содержащимися в продуктах сгорания, в значительной степени зависит от содержания в топливе связанного азота.

До сравнительно недавнего времени азот в топливе рассматривали лишь как балласт, несколько снижающий его теплоту сгорания. Однако по мере выяснения роли азота топлива в образовании токсичных окислов азота содержание связанного азота, входящего в состав твердого и жидкого топлива, рассматривается как весьма нежелательное.

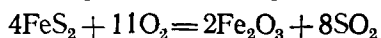
Азот, содержащийся в нефти, входит в основном в состав нефтяных смол и асфальтенов. Поэтому в процессе очистки нефти от смол и асфальтенов содержание азота соответственно снижается.

В легком дистиллированном жидком топливе — бензине и керосине — практически не содержится азот, а в нефтяных остатках, получаемых в процессе перегонки нефти, — мазуте азот содержится в большем количестве, чем в сырой нефти.

Сера. В топливе содержатся три вида серы: органическая, колчеданная (пиритная) и сульфатная.

Органическая сера S^0 входит в состав сложных органических соединений, образующих топливо. При сжигании топлива органическая сера сгорает с образованием сернистого газа с выделением 69 800 ккал на 1 кг-атом серы ($\text{S} + \text{O}_2 = \text{SO}_2 + 69\,800 \text{ ккал}$), или около 2 180 ккал на 1 кг серы.

Колчеданная, или пиритная, сера S^{K} содержится в твердом топливе. Она входит в состав железного колчедана FeS_2 и других сернистых соединений. При сжигании твердого топлива колчедан сгорает с образованием сернистого газа и окислов железа.



с выделением около 200 000 ккал тепла на 1 моль колчедана; при этом вследствие сгорания серы выделяется около 140 000 ккал, а в результате окисления железа — около 60 000 ккал. При пересчете всего количества тепла, выделяющегося при сгорании колчедана, т. е.

200 000 ккал/моль, на содержащуюся в нем серу получают «кажущийся» тепловой эффект, равный примерно 3100 ккал на 1 кг серы.

При подсчетах теплоты сгорания твердого и жидкого топлива можно принять, что на 1 кг горючей серы выделяется в среднем около 2600 ккал, или 26 ккал на 1% горючей серы, содержащейся в 1 кг топлива. Таким образом, содержание серы несколько снижает теплоту сгорания топлива, особенно высококалорийного.

Таблица 16

Содержание серы в горючей массе топлива и приведенная сернистость рабочего топлива

Топливо	Содержание серы в горючей массе, %	Приведенная сернистость рабочего топлива, % (по массе)	Топливо	Содержание серы в горючей массе, %	Приведенная сернистость рабочего топлива, % (по массе)
Дрова	0,0	0,0	Сернистый мазут	2,0	0,2
Природный газ	0,0	0,0	Бурый уголь челябинский	2,0	0,3
Бензин	0,15	0,015	Кокс донецкий	1,8	0,3
Керосин тракторный	1,0	0,1	Антрацит донецкий	2,0	0,3
Дизельное топливо	1,0	0,1	Полуантрацит донецкий	2,5	0,35
Торф	0,3	0,05	Высокосернистый мазут	3,5	0,35
Малосернистый мазут	0,5	0,05	Хаменный уголь донецкий	3—5	0,4—0,8
Кокс кузнецкий	0,5	0,07	Сланцы эстонские	4,0	0,6
Каменный уголь кузнецкий	0,5	0,07	Промежуточный продукт обогащения донецких углей	8,0	1,0
Бурый уголь канско-ачинский	1,0	0,15	Каменный уголь кизеловский	7,0	1,0
Каменный уголь экибастузский	1,2	0,2	Бурый уголь подмосковный	6,0	1,2
Каменный уголь карагандинский	1,0	0,2	Сланцы волжские	10—13	2,5

Данные о содержании горючей серы (органической и колчеданной) в различных видах топлива приведены в табл. 16. Там же дано процентное содержание горючей серы в топливе, пересчитанное на 1000 ккал низшей теплоты сгорания ($Q_{\text{н}}^{\text{P}}$), т. е. показана приведенная сернистость топлива:

$$S_{\text{прив}} = 1000 S^{\text{r}} : Q_{\text{н}}^{\text{P}}$$

Сера резко понижает народнохозяйственную ценность топлива, особенно технологического. Содержащаяся в коксе сера частично переходит в выплавленный металл, который становится ломким при высокой температуре. Во избежание этого серу кокса химически связывают известью и переводят в шлаки. Увеличение содержания серы в коксе на 1% обуславливает повышение расхода флюсов и топлива примерно на 15%. При этом значительно снижается производительность доменных печей.

Помимо органической и колчеданной серы, в топливе содержится небольшое количество полностью окисленной сульфатной серы, входящей в состав CaSO_4 , FeSO_4 и других сернокислых солей. При сжигании топлива сульфатная сера переходит в золу и вследствие этого мало влияет на свойства топлива.

В жидком топливе сера содержится преимущественно в виде органических соединений. Производство моторного топлива и смазочных

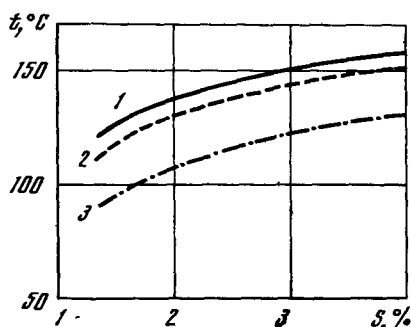
масел из высокосернистой нефти крайне осложняется необходимостью их очистки от сернистых соединений.

В газообразное топливо сера входит в виде сероводорода H_2S и частично сероуглерода CS_2 и других органических соединений.

При высоком содержании горючей серы в котельном топливе дымовые газы сильно загрязнены сернистым ангидридом SO_2 , губительно действующим на металлические поверхности и растительность. При сжигании сернистого топлива с избытком воздуха SO_2 частично окисляется до SO_3 с образованием серной кислоты ($SO_3 + H_2O = H_2SO_4$),

Рис. 3. Точка росы продуктов сгорания сернистого топлива

1 — $\alpha = 1,15$,
2 — $\alpha = 1,10$,
3 — $\alpha = 1,05$



оказывающей сильное корродирующее действие на металл, особенно при температуре, близкой к точке росы паров серной кислоты. Температура конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива, зависит от парциального давления H_2O . При парциальном давлении H_2O порядка 0,1 ат (например, при сжигании мазута с небольшим избытком воздуха) точка росы равна около $45^\circ C$.

Однако при сжигании сернистого топлива приходится считаться с точкой росы, обусловленной конденсацией не водяного пара, а паров серной кислоты. На рис. 3 показана точка росы продуктов сгорания сернистого топлива в зависимости от содержания в них SO_3 .

При температуре, близкой к точке росы, наблюдается сильная коррозия поверхностей нагрева котлов. Во избежание этого дымовые газы отводят из котлоагрегатов при более высокой температуре, что снижает КПД котельной установки.

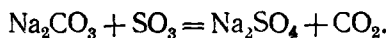
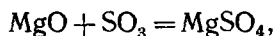
Для предотвращения коррозии стремятся сжигать сернистое топливо с минимальным избытком воздуха (примерно 2—3%) и тем самым не допустить окисления SO_2 в SO_3 .

Чтобы уменьшить загрязнение воздушного бассейна городов окислами серы, создают установки для очистки дымовых газов и сооружают дорогостоящие высокие дымовые трубы.

Определение содержания серы в топливе. Определение в твердом топливе содержания общей серы состоит из следующих операций:

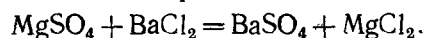
1. Сжигание навески топлива.

2. Поглощение образующихся при сжигании окислов серы смесью Эшка, состоящей из 67% MgO и 33% Na_2CO_3 , с образованием сернокислых солей магния и натрия:



3. Растворение образующихся сернокислых солей в горячей воде.

4. Осаждение сернокислых соединений в виде нерастворимого в воде сернокислого бария



5. Отделение осадка сернокислого бария на фильтре, высушивание, сжигание фильтра и прокаливание осадка сернокислого бария.

6. Взвешивание сернокислого бария и подсчет содержащейся в нем серы.

Содержание серы подсчитывают по формуле

$$[S] = \frac{B \cdot 0,1373}{A} \cdot 100,$$

где S — содержание серы в топливе, %; B — вес прокаленного сернокислого бария, г; A — навеска угля, г; $0,1373 = \frac{32}{233}$ — коэффициент, показывающий содержание серы в сернокислом барии ($S/BaSO_4$).

При содержании до 2% S расхождения в определении в одной лаборатории не должны превышать 0,05% и в разных лабораториях 0,1%, а при большом содержании серы — соответственно 0,1 и 0,2%.

БАЛЛАСТ ТОПЛИВА

Как отмечалось выше, топливо состоит из горючей массы и балласта. Основными балластирующими компонентами топлива являются влага, минеральная масса и азот.

Минеральная масса содержится в основном в твердом топливе и рассматривается в гл. X. Азот — основной балласт газообразного топлива. Его влияние на теплотехнические характеристики топлива описано в гл. XXII.

Содержание в топливе влаги колеблется от долей процента в некоторых видах жидкого топлива до 60% в сырых дровах и свежедобытом торфе. Для характеристики топлива большое значение имеет приведенная влажность $W_{\text{прив}}$, т. е. содержание влаги, отнесенное к 1000 ккал низшей теплоты сгорания:

$$W_{\text{прив}} = 1000W : Q_{\text{н}}^p.$$

Примерные данные об общей и приведенной влажности представлены в табл. 17.

Таблица 17

Примерное содержание влаги в различных видах топлива и приведенная влажность топлива

Топливо	Влажность, % (по массе)		Топливо	Влажность, % (по массе)	
	общая	приведенная		общая	приведенная
Мазут	1—5	0,1—0,5	Бурый уголь		
Кокс	3—8	0,5—1	челябинский	17	5
Антрацит	4—7	0,5—1	каинско-ачинский	32	9
Полуантрацит	5—7	0,7—1	подмосковный	33	13
Каменный уголь			александринский	53	32
тощий	5—7	0,8—1	Дрова	30—40	10—15
коксовый	5—10	0,8—1,5	Сланцы		
длиннопламенный	10—15	1,5—2	волжские	20	15
			эстонские	15	6
			Торф		
			кусковой	40	15
			фрезерный	50	25

Содержание влаги в топливе снижает его теплоту сгорания. Поэтому топливо с высоким содержанием влаги неэкономично перевозить на большие расстояния и его целесообразно использовать лишь вблизи от места добычи.

При сгорании высоковлажного топлива значительно снижается также температура горения вследствие расхода тепла на испарение воды и нагревание образующегося водяного пара.

Для определения содержания влаги в твердом топливе измельченную навеску (1—2 г) высушивают при температуре 105—110 °С в сушильном шкафу до постоянного веса. При этой температуре каменные угли выдерживают 1 ч, бурые угли 1,5 ч и антрацит 2 ч. Затем бюксы с испытуемым топливом вынимают из сушильного шкафа, охлаждают в эксикаторах и взвешивают.

Высушивание повторяют в течение 0,5 ч до тех пор, пока убыль веса между двумя определениями будет менее 0,01 г. Иногда при последнем взвешивании отмечается некоторое увеличение веса исследуемого топлива, что объясняется частичным его окислением. В этом случае для расчета влажности принимают предпоследний, т. е. минимальный вес.

ЗАВИСИМОСТЬ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ОТ СОСТАВА ТОПЛИВА

Теплота сгорания, или теплотворная способность (теплотворность), топлива Q — это количество тепла, выделяющееся при полном сгорании 1 моля (ккал/моль), 1 кг (ккал/кг) или 1 м³ топлива (ккал/м³).

Значение объемной теплоты сгорания применяют обычно при расчетах, связанных с использованием газообразного топлива. При этом различают теплоту сгорания 1 м³ газа при нормальных условиях, т. е. при температуре газа 0 °С и давлении 1 кгс/см², и при стандартных условиях — при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт. ст.:

$$Q_{\text{ст}} = \frac{273}{293} Q_{\text{норм}}.$$

В данной книге все расчеты теплоты сгорания газообразного топлива даны для 1 м³ в нормальных условиях.

Для нормальных условий подсчитаны также объемы продуктов сгорания всех видов топлива.

При анализе топлива и в теплотехнических расчетах приходится иметь дело с высшей и низшей теплотой сгорания.

Высшая теплота сгорания топлива Q_v , как уже было сказано, представляет собой количество тепла, выделяющееся при полном сгорании единицы топлива с образованием CO₂, H₂O в жидком состоянии и SO₂. К высшей теплоте сгорания близка теплота сгорания, определяемая при сжигании топлива в калориметрической бомбе в атмосфере кислорода Q_b . Незначительное отличие теплоты сгорания в бомбе от высшей теплоты сгорания Q_v обусловлено тем, что при сжигании в атмосфере кислорода топливо окисляется более глубоко, чем при его сгорании на воздухе. Так, например, сера топлива сгорает в калориметрической бомбе не до SO₂, а до SO₃, и при сжигании топлива в бомбе образуются серная и азотная кислоты.

Низшая теплота сгорания топлива Q_n , как уже было сказано выше, представляет собой количество тепла, выделяющееся при полном сгорании единицы топлива с образованием CO₂, H₂O в парообразном состоянии и SO₂. Кроме того, при подсчете низшей теплоты сгорания учитывается расход тепла на испарение влаги топлива.

Следовательно, низшая теплота сгорания отличается от высшей расходом тепла на испарение влаги, содержащейся в топливе W^p и обра-

зующейся при сгорании водорода, содержащегося в топливе ($W^{\text{обр}} = 9H$).

При подсчете разницы между высшей и низшей теплотой сгорания учитывается расход тепла на конденсацию водяного пара и на охлаждение образующегося конденсата до 0°C . Это различие составляет около 600 ккал на 1 кг влаги, т. е. 6 ккал на каждый процент влаги, содержащейся в топливе или образующейся при сгорании водорода, входящего в состав горючего.

Значения высшей и низшей теплоты сгорания различных видов топлив приведены в табл. 18.

У топлива с малым содержанием водорода и влаги различие между высшей и низшей теплотой сгорания невелико, например у антрацита и кокса — всего около 2%. Однако у топлива с высоким содержанием водорода и влаги это различие становится весьма существенным. Так, у природного газа, состоящего в основном из CH_4 и содержащего 25% (по массе) H_2 , высшая теплота сгорания превышает низшую на 11%.

Высшая теплота сгорания горючей массы дров, торфа и бурых углей, содержащей около 6% H_2 , превышает низшую теплоту сгорания на 4—5%. Гораздо больше различие между высшей и низшей теплотой сгорания рабочей массы этих весьма влажных видов топлива. Оно составляет около 20%.

При оценке эффективности использования указанных видов топлива существенное значение имеет то, какая теплота сгорания принята в расчет, — высшая или низшая.

В СССР и в большинстве зарубежных стран теплотехнические расчеты выполняют обычно на основе низшей теплоты сгорания топлива, поскольку температура уходящих газов, отводимых из топливоиспользующих установок, превышает 100°C , и, следовательно, конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, не происходит.

В Великобритании и США аналогичные расчеты выполняют обычно на основе высшей теплоты сгорания топлива. Поэтому при сопоставлении данных испытаний котлов и печей, выполненных на основе низшей и высшей теплоты сгорания, необходимо производить соответствующий пересчет $Q_{\text{н}}$ и $Q_{\text{в}}$ по формуле

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{в}} - 6(W + 9H) \text{ ккал/кг.} \quad (\text{II.2})$$

В теплотехнических расчетах целесообразно применять оба значения теплоты сгорания. Так, для оценки эффективности использования природного газа в котельных, оборудованных контактными экономайзерами, при температуре уходящих газов порядка $30\text{—}40^\circ\text{C}$ следует брать высшую теплоту сгорания, а расчет в условиях, когда конденсация водяного пара не происходит, удобнее выполнять, исходя из низшей теплоты сгорания.

Теплота сгорания топлива определяется составом горючей массы и содержанием балласта в рабочей массе топлива.

Теплота сгорания горючих элементов топлива существенно различна (у водорода примерно в 4 раза больше, чем у углерода, и в 10 раз больше, чем у серы).

Теплота сгорания 1 кг бензина, керосина, мазута, т. е. жидкого топлива с высоким содержанием водорода, значительно превышает теплоту сгорания горючей массы кокса, антрацита и других видов твердого топлива с высоким содержанием углерода и весьма малым содержанием водорода. Теплота сгорания горючей массы топлива обуславливается ее элементарным составом и химическим составом входящих в нее соединений.

Высшая теплота сгорания атомарного водорода, генерируемого в специальных установках, составляет около 85 500 ккал/кг·атом, а выс-

Значение высшей и низшей теплоты сгорания некоторых видов топлива

Топливо	Содержа- ние в горючей массе H^r , %	Содержание, %		Теплота сгорания, ккал/кг		$Q_{в}/Q_{н}$, %
		глаги W ^P	зола A ^P	высшая ($Q_{в}$)	низшая ($Q_{н}$)	
Водород	100	0	0	3 050*	2 580*	118
Природный газ	25	0	0	9 500*	8 500*	111
Сжиженный газ	18	0	0	24 000*	22 000*	109
Бензин	15	0	0	11 300	10 500	108
Керосин	14	0	0	11 050	10 300	107
Мазут	11	3	0	10 300	9 700	106
Дрова						
горючая масса	6	0	0	4 820	4 500	107
рабочая масса	6	40	0,6	2 870	2 440	117
Торф						
горючая масса	6	0	0	5 560	5 240	106
кусковой	6	40	7	2 970	2 560	116
фрезерный	6	50	6	2 470	2 030	121
Бурый уголь						
челябинский						
горючая масса	5,2	0	0	7 000	6 720	104
рабочая масса	5,2	17	25	4 030	3 770	107
подмосковный						
горючая масса	5,0	0	0	6 500	6 240	104
рабочая масса	5,0	33	23	2 830	2 510	113
александринский						
горючая масса	6,0	0	0	6 620	6 300	105
рабочая масса	6,0	53	14	1 970	1 650	120
Каменный уголь						
длиннопламенный						
горючая масса	5,5	0	0	7 600	7 300	104
рабочая масса	5,5	13	20	5 120	4 840	106
тощий						
горючая масса	4,2	0	0	8 500	8 260	103
рабочая масса	4,2	5	15	6 760	6 550	104
Антрацит АС						
горючая масса	1,8	0	0	8 070	7 970	101
рабочая масса	1,8	5	13	6 600	6 500	102
Углерод	0	0	0	8 100	8 100	100

* Теплота сгорания газообразного топлива приведена в ккал/м³.

шая теплота сгорания молекулярного водорода, содержащегося в газообразном топливе, — всего лишь 68 000 ккал/моль. Различие в теплотах сгорания (2·85 500—68 000), составляющее около 103 000 ккал/моль, обусловлено расходом энергии на разрыв связей между атомами водорода.

Естественно, что различие в количестве тепла, выделяющегося при сгорании водорода, входящего в состав горючей массы различных видов топлива, несравненно меньше различия между теплотами сгорания атомарного и молекулярного водорода, однако оно все же имеет место.

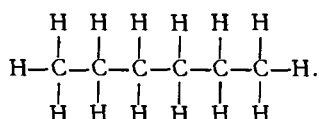
Существенное влияние на теплоту сгорания топлива оказывает также характер связей между атомами углерода в молекуле.

В состав различных видов топлива входят углеводороды различных гомологических рядов. Влияние характера химических связей между атомами на теплоту сгорания горючей массы топлива видно из рассмотрения состава и теплоты сгорания углеводородного топлива.

1. Алканы (парафиновые углеводороды) — насыщенные углеводороды алифатического строения. Общая формула алканов C_nH_{2n+2} , или $CH_3-(CH_2)_{n-2}-CH_3$.

Наиболее легкий углеводород метан CH_4 входит в состав большинства технических газов и является основным компонентом природных газов: ставропольского, шебелинского, тюменского, оренбургского и др. Этан C_2H_6 содержится в нефтяных и природных газах, а также в газах, получаемых сухой перегонкой твердого топлива. Из пропана C_3H_8 и бутана C_4H_{10} состоят в основном сжиженные газы.

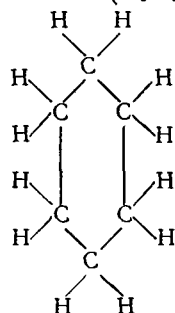
Алканы с большим молекулярным весом входят в состав различных видов жидкого топлива. В молекулах насыщенных углеводородов имеются следующие связи между атомами: C—H и C—C. Например, структурная формула нормального гексана C_6H_{14} имеет вид



В молекуле гексана 5 связей C—C и 14 связей C—H.

2. Цикланы — насыщенные углеводороды циклического строения. Общая формула цикланов C_nH_{2n} .

Цикланы содержатся в жидком топливе. Связи между атомами в молекулах циклических углеводородов: C—H и C—C; например, у циклогексана (C_6H_{12})

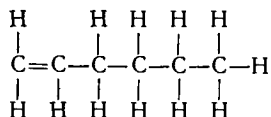


6 связей C—C и 12 связей C—H.

3. Алкены — непредельные моноолефиновые углеводороды. Общая формула C_nH_{2n} .

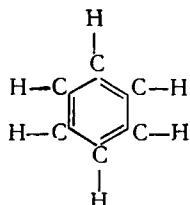
Наиболее легкий углеводород этого гомологического ряда — этилен (этен) содержится в коксовом и полукоксовом газах, в значительных количествах входит он в нефтезаводские газы.

Связи между атомами: $C-H$, $C-C$ и одна двойная (олефиновая) связь между двумя атомами углерода $C=C$; например, у нормального гексена C_6H_{12} (гексен-1)



одна двойная связь $C=C$, четыре одинарные связи $C-C$ и двенадцать связей $C-H$.

4. Ароматические углеводороды — ненасыщенные углеводороды циклического строения. Общая формула ароматических углеводородов C_nH_{2n-6} . Связи между атомами: $C-H$, $C-C$ и двойные $C=C$; например, бензол C_6H_6 имеет строение



5. Алкины — непредельные углеводороды алифатического строения с тройной связью $C \equiv C$. Общая формула алкинов C_nH_{2n-2} . Наибольшее значение из углеводородов этого класса имеет ацетилен $HC \equiv CH$. Связи между атомами у алкинов: $H-C$, $C-C$ и $C \equiv C$.

На теплоту сгорания и жаропроизводительность углеводородов сильно влияет энергия разрыва связей между атомами в молекуле. Теплота разрыва связи $H-H$ с образованием атомарного водорода составляет около 103 тыс. ккал/моль.

В табл. 19 приведены данные о теплотах разрыва связей в углеводородах по Я. К. Сыркину и М. Е. Дяткиной [16] и по Л. Паулингу [17].

Таблица 19

Теплота разрыва связей

Связь между атомами	Теплота разрыва (тыс. ккал/моль) по данным		Связь между атомами	Теплота разрыва (тыс. ккал/моль) по данным	
	[16]	[17]		[16]	[17]
$C-H$	85,56	87,3	$C=C$	101,15	100,0
$C-C$	62,77	58,6	$C \equiv C$	128,15	123,0

Чтобы выяснить влияние характера связей между атомами углерода в молекуле углеводородов на теплоту их сгорания, целесообразно использовать не абсолютные значения энергии связей между атомами, а различия в запасе энергии, обусловленные разным характером связей между атомами в молекуле.

При сопоставлении теплот разрыва связей между атомами углерода в молекуле углеводородов легко увидеть, что разрыв одной двойной связи требует значительно меньшего расхода энергии, чем разрыв двух одинарных связей. Еще меньше расход энергии на разрыв одной тройной связи по сравнению с расходом энергии на разрыв трех одинарных связей. Чтобы установить влияние различия в теплотах разрыва двойной и одинарной связей между атомами углерода на теплоту сгорания

углеводородов, сопоставим два углеводорода различного строения: этилен $\text{H}_2\text{C}=\text{CH}_2$ и циклогексан C_6H_{12} . В обоих углеводородах на один атом углерода приходится по два атома водорода. Однако у непредельного углеводорода этилена между атомами углерода двойная связь, а у предельного циклического углеводорода циклогексана между атомами углерода одинарные связи.

Для удобства подсчета сопоставим три моля этилена ($3 \cdot \text{C}_2\text{H}_4$) с одним молем циклогексана (C_6H_{12}), так как в этом случае при разрыве связей между атомами образуется одинаковое число грамм-атомов углерода и водорода.

Энергия, необходимая для разрыва связей между атомами в трех молях этилена C_2H_4 , меньше энергии, требуемой на разрыв связей в одном моле циклогексана C_6H_{12} . В самом деле, в обоих случаях необходимо разорвать по 12 связей $\text{C}-\text{H}$ между атомами углерода и водорода и дополнительно к этому в первом случае — три двойные связи $\text{C}=\text{C}$, а во втором случае — шесть одинарных связей $\text{C}-\text{C}$, что влечет большой расход энергии.

Поскольку число грамм-атомов углерода и водорода, получаемых при разрыве связей в трех молях этилена и одном моле циклогексана, одинаково, теплота сгорания трех молей этилена должна быть выше теплоты сгорания одного моля циклогексана на число килокалорий, соответствующее разности в теплотах разрыва связей между атомами в одном моле циклогексана и трех молях этилена.

Низшая теплота сгорания трех молей этилена равна $316 \cdot 3 = 948$ тыс. ккал, а одного моля циклогексана 882 тыс. ккал.

Теплоту образования углеводородов из графита и молекулярного водорода можно подсчитать по формуле

$$Q_{\text{образ}} = Q_{\text{C}_n\text{H}_m} - \left(nQ_{\text{C}} + \frac{m}{2} Q_{\text{H}_2} \right), \quad (\text{II.3})$$

где $Q_{\text{C}_n\text{H}_m}$ — низшая теплота сгорания углеводорода, ккал/моль; Q_{C} — теплота сгорания углерода в виде графита, ккал/кг-атом; n — число атомов углерода в молекуле углеводорода; Q_{H_2} — низшая теплота сгорания молекулярного водорода, ккал/моль; m — число атомов водорода в молекуле углеводорода.

В табл. 20 указаны теплоты образования графита и молекулярного газообразного водорода из некоторых углеводородов и приведены отношения теплот образования к теплотам сгорания соответствующих количеств углерода и молекулярного водорода.

Рассмотрим несколько примеров, иллюстрирующих справедливость приведенных выше положений.

Метан CH_4 . Низшая теплота сгорания 191,8 тыс. ккал/моль. Теплосодержание 1 кг-атом углерода и 2 кмоль водорода, эквивалентных 1 кмоль метана, равно $94 + 2 \cdot 57,8 = 209,6$ тыс. ккал. Отсюда теплота образования из метана графита и молекулярного водорода равна $191,8 - 209,6 = -17,8$ тыс. ккал/моль.

Отношение теплоты образования углерода и водорода из метана к сумме теплот сгорания углерода и водорода, образующихся из метана, равно

$$\Delta Q = \frac{-17,8 \cdot 100}{209,6} = -8,5\%.$$

Следовательно, теплота сгорания метана на 8,5% ниже теплоты сгорания образующихся из него углерода и водорода.

Этан C_2H_6 . Низшая теплота сгорания 341,4 тыс. ккал/моль. Теплосодержание эквивалентных 1 моль этана 2 кг-атом углерода и 3 кмоль водорода равно

$$2 \cdot 94 + 3 \cdot 57,8 = 361,4 \text{ тыс. ккал.}$$

Следовательно, теплота образования из этана графита и водорода равна

$$341,4 - 361,4 = -20 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Теплота сгорания углеводородов и эквивалентных им количеств углерода и водорода

Углеводороды	Формула углеводорода	Низшая теплота сгорания $Q_{\text{угл}}$, тыс. ккал/моль	$\Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}^*$, тыс. ккал/моль	$Q_{\text{угл}} - \Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}$, тыс. ккал/моль	$\frac{Q_{\text{угл}} - \Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}}{\Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}} \times 100\%$
Алканы	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$				
Метан	CH_4	191,8	209,6	-17,8	-8,5
Этан	C_2H_6	341,4	361,4	-20,0	-5,5
Пропан	C_3H_8	488,7	513,2	-24,5	-4,8
Бутан	C_4H_{10}	635,3	665,0	-29,7	-4,5
Пентан	C_5H_{12}	782,2	816,8	-34,6	-4,25
Цикланы	C_nH_{2n}				
Циклопентан	C_5H_{10}	741,1	759	-17,9	-2,36
Метилциклопентан	C_6H_{12}	885,9	910	-24,1	-2,65
Этилциклопентан	C_7H_{14}	1032,9	1060	-27,1	-2,56
Пропилциклопентан	C_8H_{16}	1179,7	1215	-35,3	-2,9
Циклогексан	C_6H_{12}	882,0	910	-28,0	-3,08
Метилциклогексан	C_7H_{14}	1026,3	1060	-33,7	-3,16
Этилциклогексан	C_8H_{16}	1174,1	1215	-40,9	-3,37
Пропилциклогексан	C_9H_{18}	1320,8	1368	-47,2	-3,45
Алкены	C_nH_{2n}				
Этен (этилен)	C_2H_4	316,3	303,6	+12,7	+4,2
Пропен	C_3H_6	460,6	455,4	+5,2	+1,14
Бутен	C_4H_8	607,8	607,2	+0,6	+0,1
Пентен	C_5H_{10}	754,4	759,0	-4,6	-0,60
Ароматические					
Бензол	C_6H_6	759,6	737,4	+22,2	+3,0
Алкины	$\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$				
Ацетилен	C_2H_2	300,0	245,8	+54,2	+22,0
Метилацетилен	C_3H_4	442,1	397,6	+44,5	+11,8
Этилацетилен	C_4H_6	589,3	549,4	+39,9	+7,3
Пентин	C_5H_8	736,0	701,2	+34,8	+5,0

* Сумма теплот сгорания эквивалентного углеводороду количества углерода и водорода.

Отношение теплоты образования из этана углерода и водорода к сумме теплоты сгорания, образующейся из этана углерода и водорода, равно

$$\Delta Q = \frac{20 \cdot 100}{361,4} = -5,5\%.$$

Пропан C_3H_8 . Низшая теплота сгорания пропана 488,7 тыс. ккал/моль. Сумма теплот сгорания эквивалентных пропану количеств углерода и водорода равна

$$3 \cdot 94 + 4 \cdot 57,8 = 513,2 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Теплота образования из пропана графита и водорода

$$488,7 - 513,2 = -24,5 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Отношение теплоты образования из пропана углерода и водорода к сумме теплот сгорания образующихся углерода и водорода равно

$$\Delta Q = \frac{-24,5 \cdot 100}{513,2} = -4,8\%.$$

Этилен (этен) C_2H_4 . Низшая теплота сгорания этилена 316,3 тыс. ккал/моль. Сумма теплоты сгорания эквивалентных одному молю этилена 2 кг-атом углерода и 2 кмоль водорода равна 303,6 тыс. ккал/моль.

Теплота образования из этилена графита и водорода равна 316,3—303,6=12,7 тыс. ккал/моль.

Следовательно, отношение теплоты образования углерода и водорода из этилена к сумме теплот сгорания, образующихся из этилена углерода и водорода, равно

$$\Delta Q = \frac{12,7 \cdot 100}{303,6} = 4,2\%.$$

Пропилен (пропен) C_3H_6 . Низшая теплота сгорания пропилена 460,6 тыс. ккал/моль. Сумма теплот сгорания эквивалентных 1 молю пропилена 3 кг-атом углерода и 3 кмоль водорода равна 455,4 тыс. ккал/моль.

Теплота образования из пропилена графита и водорода равна

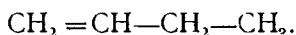
$$460,6 - 455,4 = 5,2 \text{ тыс. ккал/моль,}$$

отношение теплоты образования из пропилена углерода и водорода к сумме их теплот сгорания равно

$$\Delta Q = \frac{5,2 \cdot 100}{455,4} = 1,14\%.$$

Теплота разложения на углерод и молекулярный водород у первых членов соответствующих гомологических рядов непредельных углеводородов положительная (реакция экзотермическая), а с увеличением молекулярной массы теплота разложения уменьшается и становится величиной отрицательной. Следовательно, среди непредельных углеводородов должно быть вещество определенного молекулярного веса, теплота разложения которого на углерод и водород мала.

В ряду непредельных углеводородов с одной двойной связью — алкенов таким углеводом является бутилен



Теплота разложения 1 кмоль бутилена на углерод и молекулярный водород равна всего ~600 ккал, что составляет около 0,1% суммы теплот сгорания, образующихся при разложении бутилена углерода и водорода.

В соответствии с изложенным теплоту сгорания углеводородов и других органических веществ точнее определять по их групповому компонентному составу. Однако фиксировать теплоту сгорания горючего на основе его группового компонентного состава практически возможно только для газообразного топлива.

Определение группового состава жидкого и особенно твердого топлива столь трудно, что приходится ограничиваться определением лишь элементарного состава топлива и подсчитывать теплоту сгорания по данным элементарного анализа горючей массы топлива и содержанию в рабочей массе топлива балласта. Помимо углерода, водорода и серы, в состав горючей массы топлива входят азот и кислород.

Каждый процент азота, содержащийся в горючей массе топлива, снижает ее теплоту сгорания на 1%. Содержание азота в горючей массе жидкого топлива составляет обычно десятые доли процента, в твердом топливе 1—2%. Поэтому присутствие азота в горючей массе жидкого и твердого топлива сравнительно мало сказывается на его теплоте сгорания.

В газообразном топливе, в отличие от жидкого и твердого, азот не входит в состав компонентов горючей массы, а содержится в виде молекулярного азота N_2 и является балластирующим компонентом. Содержание азота в некоторых видах газообразного топлива очень велико и сильно влияет на его теплоту сгорания.

Таблица 21

Зависимость теплоты сгорания и жаропроизводительности горючей массы твердого топлива от содержания в ней кислорода¹

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ V^G , %	Низшая теплота сгорания, $Q^G_{\text{н}}$		Жаропроизводительность	
	H ^G	C ^G	S ^G	O ^G	N ^G		ккал/кг	%	t_{max} , °C	%
Дрова	6,1	51,0	0	42,3	0,6	85	4510	100	1980	100
Торф	6,0	57,8	0,3	33,4	2,5	70	5240	116	2050	103
Бурый уголь										
александрийский	6,1	69,5	4,5	19,0	0,9	61	6710	149	2090	105
тавричанский	5,9	73,0	0,7	18,2	2,2	47	6850	151	2100	106
Каменный уголь										
длиннопламенный сахалинский (шахта Южно-сахалинская)	6,0	77,5	0,7	14,2	1,6	47	7360	163	2120	107
газовый	6,0	80,0	0,7	12,1	1,2	42	7650	169	2130	108
жирный сахалинский (шахта Макарьевская)	5,9	86,0	0,5	5,9	1,7	35	8320	184	2130	108

¹ Сопоставлена горючая масса различных видов топлива с близким содержанием водорода ($6,0 \pm \pm 0,1\%$) и с различным содержанием кислорода (от 6 до 42%).

Как уже было сказано выше, каждый процент химически связанного кислорода, содержащегося в горючей массе, снижает теплоту ее сгорания на 26 ккал/кг.

Таким образом, повышение на 1% содержания кислорода в горючей массе твердого топлива, например каменных углей с теплотой сгорания около 8000 ккал/кг, снижает теплоту сгорания горючей массы топлива на 1% в результате уменьшения содержания углерода и водорода и на $(26 \cdot 100) : 8000 = 0,32\%$ вследствие частичного окисления горючей массы топлива, а всего примерно на 1,3%. Следовательно, изменение содержания кислорода в горючей массе топлива сильно отражается на его теплоте сгорания.

Теплоты сгорания горючей массы твердого топлива с содержанием около 6% водорода, сравнительно малым содержанием серы и различным содержанием кислорода и углерода приведены в табл. 21.

Приведенные в таблице данные показывают, что теплота сгорания горючей массы жирного каменного угля на 80% превышает теплоту сгорания горючей массы древесины благодаря меньшему содержанию кислорода и соответственно большему содержанию углерода.

Балласт в топливе резко снижает его теплоту сгорания прежде всего вследствие соответствующего снижения содержания горючей массы. Кроме того, часть тепла тратится на испарение влаги, а при значительном содержании минеральной массы топлива — также на ее разложение при высокой температуре в топках. Соответственно снижается доля полезно используемого тепла.

В каменных углях с теплотой сгорания около 6000 ккал/кг увеличение содержания влаги на 1% снижает низшую теплоту сгорания на 66 ккал/кг, в том числе на 60 ккал/кг в результате увеличения содержания балласта в топливе и на 6 ккал/кг вследствие расхода тепла на испарение влаги.

Таким образом, дополнительный расход тепла на испарение влаги составляет лишь $\frac{1}{10}$ от снижения теплоты сгорания ввиду уменьшения содержания горючей массы в топливе. Для мазута с теплотой сгорания более 9000 ккал/кг доля дополнительного расхода тепла на испарение влаги еще меньше (табл. 22).

Т а б л и ц а 22

Изменение низшей теплоты сгорания топлива при увеличении содержания влаги на 1%

Топливо	Содержание влаги, %	Низшая теплота сгорания Q_n , ккал/кг	Снижение Q_n (ккал/кг) на каждый % влаги вследствие увеличения балласта	$\frac{Q_{исп}}{Q_{бал}}$, %
Дрова				
горючая масса	0	4500	45	13
рабочая масса	40	2400	24	25
Торф				
горючая масса	0	5200	52	11
фрезерный	50	2000	20	30
Уголь каменный	10	6000	60	10
Мазут	2	9500	95	6

У топлива с постоянным составом горючей массы и незначительной зольностью теплота сгорания однозначно определяется содержанием влаги. Поэтому для таких видов топлива, как дрова, низшую теплоту сгорания рабочей массы Q_n^p можно определять в зависимости от содержания влаги по формуле

$$Q_n^p = \frac{Q_n^c (100 - W^p) - 600W^p}{100} - \text{ккал/кг},$$

где Q_n^c — низшая теплота сгорания сухого топлива (мало меняющаяся величина, берется по справочным таблицам), ккал/кг; W^p — содержание влаги, определяется при анализе рабочего топлива, % по массе).

При переменной зольности топлива низшую теплоту сгорания рабочей массы подсчитывают по теплоте сгорания горючей массы по формуле

$$Q_n^p = \frac{Q_n^r [100 - (A^p + W^p)] - 600W^p}{100} \text{ ккал/кг},$$

где Q_n^r — низшая теплота сгорания горючей массы, ккал/кг; A^p — зольность топлива, %; W^p — влажность топлива, %.

ПОДСЧЕТ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ

Подсчет теплоты сгорания твердого и жидкого топлива по элементарному составу. Для подсчета теплоты сгорания топлива по его составу предложен ряд формул.

В 1843 г., спустя пять лет после смерти известного французского химика П. Дюлонга, были опубликованы его материалы по подсчету теплоты сгорания. Они легли в основу многочисленных вариантов его формулы, построенной исходя из следующих предположений:

1) кислород, содержащийся в горючей массе топлива, полностью связан с водородом;

2) при сгорании водорода, не связанного с кислородом, или так называемого свободного водорода, выделяется такое же количество тепла, как и при сгорании газообразного молекулярного водорода;

3) топливо рассматривается как «механическая смесь» углерода, свободного водорода и горючей серы; тепло распада молекул не учитывается.

Формула Дюлона $Q_v = 81,4C + 345 (H - O/8) + 25S$ предназначена для подсчета высшей теплоты сгорания. Для подсчета низшей теплоты сгорания Бунте в 1891 г. предложил формулу, отличающуюся от формулы Дюлонга тем, что в ней учитывается расход тепла на испарение воды, образующейся при сгорании свободного водорода и содержащейся в топливе влаги (около 600 ккал на 1 кг влаги). К формуле Бунте близка формула Общества германских инженеров (1899 г.). В несколько измененном виде формулы Дюлонга и Общества германских инженеров до настоящего времени широко применяют в странах Западной Европы.

Ф. Шустер [18] приводит формулы Дюлонга и Общества германских инженеров в следующем виде:

$$Q_v = 81C + 340 \left(H - \frac{O}{8} \right) + 22S \text{ ккал/кг};$$

$$Q_n = 81C + 285 \left(H - \frac{O}{8} \right) + 22S - 6W \text{ ккал/кг}.$$

Указанные формулы пригодны для подсчета лишь теплоты сгорания каменных углей и приводят к серьезной погрешности при определении теплоты сгорания других видов топлива. Так, при подсчете теплоты сгорания ряда образцов торфа средняя погрешность составила 7,4%, а при определении теплоты сгорания бурых углей 3,1%.

Д. И. Менделеев, изучая свойства топлива, убедился в неточности формулы Дюлонга и других, близких по построению формул, дающих удовлетворительные результаты лишь для отдельных видов твердого топлива, а именно для каменных углей, и непригодных для подсчета теплоты сгорания дров, торфа и других видов твердого топлива с высоким содержанием кислорода, а также для подсчета теплоты сгорания жидкого топлива.

Анализируя формулу Дюлонга и близкие к ней формулы, Д. И. Менделеев пришел к выводу, что они содержат два ошибочных положения. Во-первых, теплота сгорания водорода, содержащегося в сложных органических соединениях, образующих твердое топливо, принята равной теплоте сгорания молекулярного газообразного водорода — около 34 000 ккал/кг. Во-вторых, совершенно необоснованно весь кислород, содержащийся в горючей массе топлива, считают находящимся в химической связи с водородом.

Д. И. Менделеев отверг оба эти положения как явно ошибочные. Главным возражением против общей применимости указанной формулы, пишет он, служит то, «что она представляет топливо как механическую смесь горючих углерода и водорода и негорючей воды, не принимая вовсе во внимание того, что при акте образования всякого химического соединения выделяется или поглощается тепло, а потому при горении химических соединений не может выделяться столько же тепла, как при горении составных начал, из которых они могут образоваться. Притом и гипотеза о содержании в топливе всего кислорода в виде воды ни на чем не основана» [19, с. 382]. Д. И. Менделеев отметил, что теплота сгорания водорода, входящего в состав органических соединений твердого и жидкого топлива, меньше, чем у газообразного молекулярного водорода, и равна не 34 000, а 30 000 ккал/кг.

Кроме того, Д. И. Менделеев полагал, что кислород находится в химическом соединении не только с водородом, но и с углеродом.

В соответствии с этим он предложил отказаться от понятия свободного, или «горючего», водорода и вести подсчет теплоты сгорания топлива, исходя из содержания всего количества водорода в его горючей массе.

Для подсчета высшей теплоты сгорания топлива Д. И. Менделеев предложил весьма простую формулу

$$Q_v = 81C + 300H - 26(O - S) \text{ ккал/кг.} \quad (\text{II.4})$$

Для проверки применимости этой формулы Д. И. Менделеев подсчитал по составу теплоту сгорания различных видов горючего, а именно углерода, клетчатки, каменных углей и нефтепродуктов, и сравнил с теплотой сгорания, определенной калориметрическим методом. В результате он пришел к выводу, что предложенная формула дает достаточно точное совпадение с результатами калориметрических определений. Свою формулу Д. И. Менделеев доложил 6 февраля 1897 г. на заседании Отделения химии Русского физико-химического общества. Опубликована она была в том же году [19, 20].

На первый взгляд может показаться, что в формуле Д. И. Менделеева не учтено содержание в топливе балласта, т. е. влаги, минеральных веществ и азота. В действительности это не так. Содержание балласта в топливе сказывается на понижении подсчитываемой по формуле Д. И. Менделеева теплоты сгорания топлива в результате соответствующего снижения содержания в нем горючих компонентов.

При подсчете низшей теплоты сгорания топлива, т. е. с учетом тепла, расходуемого на испарение воды, образующейся при сгорании водорода и содержащейся в топливе, формула Д. И. Менделеева приобретает следующий вид:

$$Q_n^p = 81C^p + 300H^p - 26(O^p - S^p) - 6(W^p + 9H^p) \text{ ккал/кг,}$$

или

$$Q_n^p = 81C^p + 246H^p - 26(O^p - S^p) - 6W^p \text{ ккал/кг.}$$

Для облегчения подсчета низшей теплоты сгорания твердого топлива по формуле Д. И. Менделеева составлены вспомогательные табл. 23—26.

Количество тепла, выделяемое при сгорании содержащегося в топливе углерода, приведено в табл. 23, а при сгорании водорода — в табл. 24. Снижение теплоты сгорания вследствие содержания в топливе кислорода или разности $(O - S)$ дано в табл. 25, а вследствие содержания влаги — в табл. 26.

Подсчет 1. Подсчитать низшую теплоту сгорания донецкого каменного угля следующего состава, %: 61,5 С^p; 4,0 Н^p; 3,3 S^p; 1,0 Н^p; 6,2 О^p; 17,0 А^p; 7,0 W^p:

$$Q^p = 81C + 246H - 26(O - S) - 6W.$$

По табл. 23—26

$$Q_n^p = (4940 + 40) + 980 - (50 + 30) - 40 = 5840 \text{ ккал/кг.}$$

Подсчет 2. Определить низшую теплоту сгорания подмосковного бурого угля следующего состава, %: 29,5 С^p; 2,3 Н^p; 2,5 S^p; 9,1 О^p; 0,6 Н^p; 23,0 А^p; 33,0 W^p:

$$Q_n^p = (2350 + 40) + 570 - (160 + 20) - 200 = 2540 \text{ ккал/кг.}$$

Для подсчета теплоты сгорания жидкого топлива составлена вспомогательная табл. 111 (гл. XXI).

Формула Менделеева широко применяется уже около 80 лет. За это время было предложено много других формул, основанных на тех же принципах, т. е. на отказе от представления о том, что весь содержащийся в горючей массе топлива кислород связан с водородом. Неко-

Таблица 23

Низшая теплота сгорания твердого топлива, обусловленная содержанием в нем углерода

С, %	Q_n , ккал/кг	С, %	Q_n , ккал/кг	С, %	Q_n , ккал/кг	С, %	Q_n , ккал/кг
20	1620	42	3400	63	5100	84	6800
21	1700	43	3490	64	5190	85	6890
22	1780	44	3570	65	5270	86	6970
23	1860	45	3650	66	5350	87	7050
24	1940	46	3730	67	5430	88	7130
25	2020	47	3810	68	5510	89	7210
26	2100	48	3890	69	5590	90	7290
27	2190	49	3970	70	5670	91	7370
28	2270	50	4050	71	5750	92	7450
29	2350	51	4130	72	5830	93	7530
30	2430	52	4210	73	5920	94	7620
31	2510	53	4290	74	6000	95	7700
32	2590	54	4380	75	6080	0,1	10
33	2680	55	4460	76	6160	0,2	20
34	2760	56	4540	77	6240	0,3	20
35	2840	57	4620	78	6320	0,4	30
36	2920	58	4700	79	6400	0,5	40
37	3000	59	4780	80	6480	0,6	50
38	3080	60	4860	81	6560	0,7	60
39	3160	61	4940	82	6640	0,8	60
40	3240	62	5020	83	6720	0,9	70
41	3320						

Таблица 24

Низшая теплота сгорания твердого топлива, обусловленная содержанием в нем водорода

Н, %	Q_n , ккал/кг	Н, %	Q_n , ккал/кг	Н, %	Q_n , ккал/кг	Н, %	Q_n , ккал/кг
1,0	250	2,4	600	3,8	940	5,2	1270
1,1	280	2,5	620	3,9	960	5,3	1300
1,2	300	2,6	650	4,0	980	5,4	1320
1,3	330	2,7	670	4,1	1000	5,5	1350
1,4	350	2,8	700	4,2	1030	5,6	1370
1,5	370	2,9	720	4,3	1050	5,7	1400
1,6	400	3,0	740	4,4	1080	5,8	1420
1,7	420	3,1	760	4,5	1100	5,9	1450
1,8	450	3,2	790	4,6	1130	6,0	1480
1,9	470	3,3	810	4,7	1150	6,1	1500
2,0	500	3,4	840	4,8	1180	6,2	1530
2,1	520	3,5	860	4,9	1200	6,3	1550
2,2	550	3,6	890	5,0	1230	6,4	1580
2,3	570	3,7	910	5,1	1250	6,5	1600

Таблица 25

Влияние содержания кислорода и серы на низшую теплоту сгорания топлива

(O—S), %	$Q_{н,}$ ккал/кг	(O—S), %	$Q_{н,}$ ккал/кг	(O—S), %	$Q_{н,}$ ккал/кг	(O—S), %	$Q_{н,}$ ккал/кг
1	30	11	290	21	550	0,1	—
2	50	12	320	22	580	0,2	10
3	80	13	340	23	600	0,3	10
4	100	14	370	24	630	0,4	10
5	130	15	390	25	650	0,5	10
6	160	16	420	26	680	0,6	20
7	180	17	440	27	700	0,7	20
8	210	18	470	28	730	0,8	20
9	230	19	500	29	750	0,9	30
10	260	20	520				

Таблица 26

Влияние влаги на низшую теплоту сгорания топлива

W^P , %	$Q_{н,}$ ккал/кг	W^P , %	$Q_{н,}$ ккал/кг	W^P , %	$Q_{н,}$ ккал/кг	W^P , %	$Q_{н,}$ ккал/кг
1	10	16	100	31	190	46	280
2	10	17	100	32	190	47	280
3	20	18	110	33	200	48	290
4	20	19	110	34	200	49	290
5	30	20	120	35	210	50	300
6	40	21	130	36	220	51	310
7	40	22	130	37	220	52	310
8	50	23	140	38	230	53	320
9	50	24	140	39	230	54	320
10	60	25	150	40	240	55	330
11	70	26	160	41	250	56	340
12	70	27	160	42	250	57	340
13	80	28	170	43	260	58	350
14	80	29	170	44	260	59	350
15	90	30	180	45	270	60	360

торые из этих формул приведены ниже с указанием авторов и года опубликования:

Г. Штрахе и Р. Лант, 1924 г. [21]:

$$Q_{в}=81,37C+342,2H-36,6O+25S \text{ ккал/кг.}$$

К. Дюар, 1930 г. [22]:

$$Q_{в}=81C+342,5H-30,4O+22,25S \text{ ккал/кг.}$$

Р. Михель, 1938 г. [23]:

$$Q_{в}=81,3C+297H+15N+45,6S-23,5O \text{ ккал/кг.}$$

В. Гумц, 1938 г. [24]:

$$Q_{н}=81,3C+243H+15N+45,6S-23,5O-6W \text{ ккал/кг.}$$

В. Бойе, 1953 г. [25]:

$$Q_v = 84C + 277,65H - 28,1O + 28,1S \text{ ккал/кг.}$$

$$Q_v = 84C + 277,65H - 25,0O + 23S \text{ ккал/кг;}$$

$$Q_v = 84C + 277,65H - 26,5O + 25S \text{ ккал/кг.}$$

В. Бойе, 1957 г. [26]:

$$Q_H = 84C + 225H + 25(S - O) \text{ ккал/кг.}$$

Формулы Михеля, Гумца, Бойе и др. [27] близки к формуле Д. И. Менделеева не только по своему строению, но и по численному значению коэффициентов у водорода, углерода и кислорода. Однако ни авторы предлагаемых формул, ни авторы литературных обзоров не упоминают о формуле Менделеева [18, 24].

Для подсчета теплоты сгорания топлива по данным элементарного анализа был предложен также ряд более сложных по построению формул. Приводим некоторые из них:

В. Штейер, 1926 г. [28]:

$$Q_v = 81(C - 3/8O) + 57(3/8O) + 345(H - O/16) + 25S \text{ ккал/кг.}$$

Р. Фондрачек, 1927 [29]:

$$Q_v = (89,1 - 0,062C')C + 270(H - 0,1O) + 25S \text{ ккал/кг,}$$

где $C' = 100 C: (100 - A - W)$.

Ф. Шустер, 1931 г. [30]:

$$Q_v = (254 + 0,355O)[C/3 + H - (O - S)/8] \text{ ккал/кг.}$$

Е. Груммел и И. Дэвис, 1933 г. [31]:

$$Q_v = (3,635H + 235,9)[C/3 + H - (O - S)/8] \text{ ккал/кг.}$$

Л. Сумеги, 1940 г. [32]:

$$Q_v = 81(C - O/2 \cdot 0,75) + 345(H - O/2 \cdot 0,125) + 25S \text{ ккал/кг.}$$

Точность подсчета теплоты сгорания топлива по приведенным формулам, естественно, не может превышать точности, достигаемой в процессе элементарного анализа топлива, т. е. $\pm 0,3\%$ С и $\pm 0,15\%$ Н при параллельных определениях пробы топлива в одной лаборатории и $\pm 1\%$ С и $\pm 0,3\%$ Н для одной и той же пробы топлива, анализируемой в разных лабораториях.

При подсчете высшей теплоты сгорания топлива погрешность при определении содержания в топливе углерода и водорода вследствие допускаемой по стандарту неточности может достигать следующих значений:

1. При параллельных определениях элементарного состава пробы топлива в одной лаборатории (ГОСТ 2408.1—75)

$$Q = 18 \cdot 0,3 + 300 \cdot 0,15 = 70 \text{ ккал/кг.}$$

2. При определении элементарного состава одной пробы топлива в разных лабораториях

$$Q = 81 \cdot 1 + 300 \cdot 0,3 = 170 \text{ ккал/кг.}$$

Для высококачественных каменных углей с теплотой сгорания около 7000 ккал/кг указанная погрешность превышает $\pm 1\%$ при анализе в одной лаборатории и $\pm 2\%$ при анализе в разных лабораториях.

Для топлива с более низкой теплотой сгорания — торфа, бурых углей и сланцев — указанная погрешность возрастает до $\pm 2—6\%$, не считая возможной неточности в процессе отбора средней пробы топлива.

Попытки чрезмерного уточнения (до сотой процента) количества тепла, выделяющегося при горении углерода топлива, например 81,37 С в формуле Штрахе — Ланта, и водорода 277,65 Н в формуле Бойе неоправданы, так как превосходят точность исходных величин.

Подсчет теплоты сгорания твердого топлива по данным технического анализа. Высшую и низшую теплоту сгорания твердого топлива можно приближенно подсчитать, не прибегая к определению элементарного состава топлива, на основе данных технического анализа, т. е. определения содержания в топливе влаги, золы и выхода кокса и летучих веществ в пересчете на горючую массу топлива.

Теплоту сгорания каменных углей можно подсчитать по выходу летучих веществ.

В большинстве приведенных формул теплоту сгорания сухого беззольного кокса принимают равной от 8100 до 8200 ккал/кг, а теплоту сгорания сухих летучих веществ оценивают в зависимости от их выхода.

М. Гуталь [33] предложил следующую формулу для определения высшей теплоты сгорания каменных углей с выходом летучих веществ до 40%:

$$Q_v = 82K + aV \text{ ккал/кг,}$$

где K — выход кокса, %; V — выход летучих веществ в пересчете на сухой и беззольный уголь, %; a — теплота сгорания летучих веществ, ккал/кг.

Величина a имеет, по Гуталю, следующие значения в зависимости от выхода летучих веществ (числитель — процент выхода летучих, знаменатель — теплота сгорания, ккал/кг): 5/145; 10/130; 15/117; 20/109; 25/103; 30/98; 35/94; 40/80.

Н. Чижевский и М. Верховцев [34] определили значение величины a для каменных углей с более высоким выходом летучих веществ. По их данным, при увеличении выхода летучих до 50% величина a продолжает снижаться, а при дальнейшем увеличении выхода летучих от 50 до 60% она возрастает.

По определению Н. Чижевского и М. Верховцева, величина a в зависимости от выхода летучих веществ имеет следующие значения (числитель — V , знаменатель — a): 40/80, 45/70, 50/62, 55/68, 60/70.

С. Форрестер (в книге Шустера [18]) предложил следующую формулу для подсчета теплоты сгорания угля:

$$Q_v = 80,8K + aV,$$

в которой значения величины a в зависимости от выхода летучих составляют от 90 до 103.

Ф. Шустер [18] рекомендует для подсчета высшей теплоты сгорания горючей массы формулу

$$Q_v = 8000 + V(70 - 1,65V) \text{ ккал/кг.}$$

Подсчет теплоты сгорания газообразного топлива по компонентному составу. Высшую и низшую теплоту сгорания газообразного топлива подсчитывают по формулам:

$$Q_v = 30,2CO + 30,5H_2 + 95CH_4 + 166C_2H_6 + 237C_3H_8 + 307C_4H_{10} + \\ + 377C_5H_{12} + 150C_2H_4 + 220C_3H_6 + 290C_4H_8 + 360C_5H_{10} + \\ + 350C_6H_8 + 61H_2S \text{ ккал/м}^3;$$

$$Q_n = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4 + 152C_2H_6 + 218C_3H_8 + \\ + 283C_4H_{10} + 349C_5H_{12} + 141C_2H_4 + 205C_3H_6 + 271C_4H_8 + \\ + 337C_5H_{10} + 335C_6H_8 + 56H_2S \text{ ккал/м}^3.$$

Подсчет теплоты сгорания газа, приводимый в литературе по формулам типа

$$Q_n = 30,2CO + 25,8H_2 + \sum Q_{C_nH_m},$$

не удобен, так как требует расшифровки состава и теплоты сгорания углеводородов C_nH_m .

Для природных и попутных нефтепромысловых газов с высоким содержанием CH_4 , включающих, помимо метана, его гомологи, а также углекислый газ, сероводород и азот, низшую теплоту сгорания можно подсчитать по формуле с округленными коэффициентами [35]:

$$Q_n = 85,6CH_4 + 150C_2H_6 + 220C_3H_8 + 280C_4H_{10} + \\ + 350C_5H_{12} + 60H_2S \text{ ккал/м}^3$$

Калориметрическое определение теплоты сгорания топлива. Калориметрическое определение теплоты сгорания твердого и жидкого топлива основано на сжигании навески топлива в атмосфере кислорода и поглощении выделившегося тепла водой в калориметре.

В конце прошлого столетия проф. В. Ф. Алексеев определил теплоту сгорания нескольких каменных углей и опубликовал результаты исследования в 1895 г. Для определения теплоты сгорания каменных углей он сжигал их в токе кислорода под атмосферным давлением.

В дальнейшем для определения теплоты сгорания топлива его стали сжигать в калориметрических бомбах под давлением 25—30 кгс/см². Многочисленные исследования по теплоте сгорания топлива и других органических соединений и по усовершенствованию калориметрического метода были проведены в Московском университете проф. В. Ф. Лугиным и его учениками, проф. А. Н. Щукаревым, проф. М. М. Поповым и др. [36].

Методы калориметрии в настоящее время настолько точны и быстры, что представляется возможным внедрить их в аналитическую практику взамен сложных химических методов анализа.

Большой опыт, накопленный во Всесоюзном теплотехническом институте, в высших учебных заведениях, на электростанциях, в лабораториях угольной промышленности и в других научных учреждениях, позволил стандартизировать методику калориметрического определения теплоты сгорания топлива (ГОСТ 147-74)

Глава III

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ВОЗДУХА И ОБЪЕМА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Объем воздуха, расходуемого на горение, и объем образующихся продуктов сгорания определяют двумя методами:

1) исходя из состава топлива и задаваясь определенным избытком воздуха;

2) на основе анализа продуктов сгорания с учетом состава сжигаемого топлива.

Первый метод применяют при проектировании и расчете котлов и печей, а второй — при испытании установок и обработке материалов испытаний.

ПОДСЧЕТ ОБЪЕМОВ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПО СОСТАВУ ТВЕРДОГО И ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Определяемые величины. Состав твердого и жидкого топлива определяют в процессе технического и элементарного анализа в процентах по массе

$$C^p + S^p + H^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100\%.$$

Объемы воздуха и продуктов сгорания при работе на твердом и жидком топливе подсчитывают, исходя из элементарного состава топлива, выраженного в процентах по массе, а при сжигании газообразного топлива — по компонентному составу газа, данному в процентах по объему.

При сжигании топлива определяют количество кислорода, необходимое для сгорания топлива в стехиометрических условиях и с учетом избытка воздуха, поступающего в установку.

Обозначим:

L^0 — количество воздуха, кг, необходимое для сгорания 1 кг топлива в стехиометрических условиях;

L — количество воздуха, кг, необходимое для сгорания 1 кг топлива с учетом избытка воздуха, поступающего в установку;

$V_{O_2}^0$ — объем кислорода m^3 , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива или 1 m^3 горючего газа в стехиометрических условиях;

V_{O_2} — объем кислорода, m^3 , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого или 1 m^3 газообразного топлива, с учетом избытка воздуха, поступающего в установку;

V_v^0 — объем воздуха, m^3 , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого или 1 m^3 газообразного топлива в стехиометрических условиях;

V_v — объем воздуха, m^3 , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого или 1 m^3 газообразного топлива, с учетом избытка воздуха, поступающего в установку;

α — коэффициент избытка воздуха (или коэффициент расхода воздуха), т. е. отношение объема воздуха, поступающего в установку, к объему воздуха, необходимому для сгорания топлива в стехиометрических условиях: $\alpha = V_{\text{в}} : V_{\text{в}}^0$. Поскольку объем избыточного воздуха, поступающего в установку, может возрастать вследствие подсосов воздуха по тракту, при определении коэффициента избытка воздуха указывают, для какой зоны установки он подсчитан (например, $\alpha_{\text{т}}$ — в топке; $\alpha_{\text{п}}$ — после пароперегревателя; $\alpha_{\text{э}}$ — после экономайзера; $\alpha_{\text{р}}$ — после рекуператора; $\alpha_{\text{к}}$ — после котла-утилизатора; $\alpha_{\text{у.г}}$ — в уходящих газах);

V_{CO_2} — объем двуокиси углерода в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого или 1 м³ газообразного топлива;

V_{SO_2} — объем сернистого газа в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива;

V_{RO_2} — суммарный объем кислотных окислов RO_2 в продуктах сгорания ($\text{CO}_2 + \text{SO}_2$), м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива;

V_{CO} — объем окиси углерода в продуктах неполного сгорания, м³, на 1 кг твердого или 1 м³ газообразного топлива;

V_{H_2} — объем водорода в продуктах неполного сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива;

V_{CH_4} — объем метана в продуктах неполного сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива;

V_{O_2} — объем избыточного кислорода в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива;

$V_{\text{N}_2}^0$ — объем азота в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого или 1 м³ газообразного топлива в стехиометрических условиях;

V_{N_2} — объем азота в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива с учетом коэффициента расхода воздуха;

$V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ — объем водяного пара в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива при полном его сгорании в стехиометрических условиях;

$V_{\text{H}_2\text{O}}$ — объем водяного пара в продуктах сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива с учетом коэффициента расхода воздуха.

Объемы кислорода, воздуха и продуктов сгорания подсчитывают при нормальных условиях.

Различают объем сухих продуктов сгорания $V_{\text{с.г}}$ и суммарный объем V_{Σ} влажных продуктов сгорания, включающий водяной пар, и подсчитывают:

$V_{\text{с.г}}^0$ — объем сухих продуктов сгорания, м³, образующийся при полном сгорании 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива в стехиометрических условиях;

$V_{\text{с.г}}$ — объем сухих продуктов сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или на 1 м³ газообразного топлива с учетом неполноты сгорания и избытка воздуха;

h — коэффициент изменения объема сухих газов по отношению к теоретическому, $h = V_{\text{с.г}} : V_{\text{с.г}}^0$. Подобно коэффициенту избытка воздуха α коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания h может возрастать вследствие присосов воздуха по тракту, в соответствии с чем различают $h_{\text{т}}$, $h_{\text{п}}$, $h_{\text{э}}$, $h_{\text{р}}$, $h_{\text{к}}$, $h_{\text{у.г}}$;

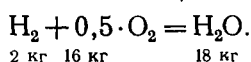
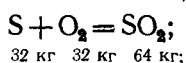
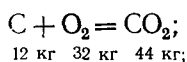
V_{Σ}^0 — суммарный объем влажных продуктов сгорания, м³, образующийся при полном сгорании 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива в стехиометрических условиях;

V_{Σ} — суммарный объем влажных продуктов сгорания, м³, на 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива с учетом неполноты горения и избытка воздуха.

Последовательность подсчета. Подсчет ведут в следующей последовательности:

1. Производят технический анализ топлива и определяют содержание золы и влаги по методике, изложенной в гл. I.
2. Определяют (по разности) содержание горючей массы топлива.
3. Устанавливают состав горючей массы топлива элементарным анализом или по справочным таблицам.
4. Пересчитывают содержание горючих компонентов топлива с горючей массы на рабочую (по формуле, приведенной на стр. 113).
5. Подсчитывают количество кислорода и воздуха, необходимое для сгорания топлива, и количество продуктов сгорания на основе стехиометрических уравнений горения углерода C^p , серы S^p и водорода H^p .

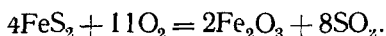
Подсчет расхода кислорода и воздуха:



Следовательно, при полном сгорании 1 кг углерода в стехиометрическом количестве кислорода расходуется $32 : 12 = 2,67$ кг кислорода и образуется 3,67 кг двуокиси углерода (углекислого газа). При сгорании 1 кг горючей серы S_r , входящей в состав органических соединений S_o и в состав колчедана (сульфидов) S_k , расходуется 1 кг кислорода и образуется 2 кг сернистого газа.

Из уравнений горения углерода и серы видно, что на 1 кг-атом углерода или горючей серы расходуется 1 кмоль кислорода.

В действительности при сгорании колчедана расход кислорода несколько больше. Так, железный колчедан сгорает по уравнению



Однако погрешность, допускаемая при подсчете расхода кислорода, необходимого для сгорания топлива, без учета дополнительного расхода кислорода на окисление металла, входящего в состав колчедана, сравнительно невелика. Поэтому расход кислорода и воздуха подсчитывают обычно без учета этой величины.

Следовательно, расход кислорода на 1 кг горючей серы меньше расхода на 1 кг углерода во столько раз, во сколько раз атомный вес серы больше атомного веса углерода. Отсюда 1 кг горючей серы эквивалентен в отношении расхода кислорода $12 : 32 = 0,375$ кг углерода. Расход кислорода на горение углерода и серы иногда подсчитывают суммарно, исходя из содержания в топливе «условного углерода», т. е. суммы $C + 0,375 S$, обозначаемой K . При сгорании 1 кг водорода расходуется 8 кг кислорода и образуется 9 кг водяного пара.

Количество кислорода воздуха O_v , необходимое для полного сгорания 1 кг топлива, равно

$$O_v = 0,01 (2,67C^p + S^p + 8H^p - O^p) \text{ кг}, \quad (\text{III.1})$$

где C^p , S^p , H^p и O^p — соответственно содержание углерода, горючей серы, водорода и кислорода в рабочем топливе, % (по массе).

Количество сухого воздуха L^0 , необходимое для горения 1 кг топлива (принимая содержание в воздухе 23% кислорода по массе), равно

$$L_v^0 = \frac{1}{23} (2,67C^p + S^p + 8H^p - O^p) \text{ кг}, \quad (\text{III.2})$$

или

$$L_b^0 = \frac{1}{23} (2,67K^p + 8H^p - O^p) \text{ м.} \quad (\text{III.3})$$

Отсюда объем воздуха V_b^0 , теоретически необходимый для сгорания 1 кг топлива, равен L^0 : 1,293 м³, т. е.

$$V_b = \frac{1}{29,87} (2,67K^p + 8H^p - O^p) \text{ м}^3/\text{кг},$$

или округленно

$$V_b^0 = \frac{1}{30} (2,67K^p + 8H^p - O^p) \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.4})$$

По нормам теплового расчета котлоагрегата

$$V_b^0 = 0,0889K^p + 0,265H^p - 0,0333 \cdot O^p \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.5})$$

где $0,0889 = 2,67 : (23 \cdot 1,293)$; $0,265 = 8 : (23 \cdot 1,293)$;
 $0,0333 = 1 : (23 \cdot 1,293)$.

Коэффициенты при углероде, водороде и сере в этой формуле подсчитаны с точностью до четвертого знака без округления атомных весов и процентного состава воздуха. Это значительно превышает точность элементарного анализа топлива.

Подсчет объема продуктов сгорания. Суммарный объем продуктов сгорания V_Σ^0 , образующихся при полном сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха, равен

$$V_\Sigma^0 = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} = V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.6})$$

где

$$V_{CO_2} = 0,01 \cdot 3,67C^p \cdot \frac{22,41}{44} = 0,01 \cdot 1,87C^p \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (\text{III.7})$$

$$V_{SO_2} = 0,01 \cdot 2S^p \cdot \frac{22,41}{64} = 0,01 \cdot 0,7S^p \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (\text{III.8})$$

$$V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2} = 0,01 \cdot 1,87K^p = 0,0187K^p \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.9})$$

При сжигании твердого топлива приходится считаться с тем, что не весь углерод переходит в газообразные продукты сгорания. Часть несгоревшего углерода уносится с дымовыми газами, проваливается сквозь колосниковую решетку, теряется с золой и шлаками. Это — потери вследствие механической неполноты сгорания. При их учете объемы CO_2 и RO_2 подсчитывают по формулам:

$$V_{CO_2} = 1,87 \cdot \frac{C^p}{100} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (\text{III.10})$$

$$V_{RO_2} = 1,87 \cdot \frac{K^p}{100} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.11})$$

где q_4 — потери тепла вследствие механической неполноты сгорания, %.

Объем водяного пара в продуктах сгорания

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 (9H^p + W^p) \cdot \frac{22,41}{18} = 0,111H^p + 0,0124W^p \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.12})$$

Объем водяного пара в продуктах сгорания с учетом содержания в воздухе около 1% влаги по массе (1,6% по объему) равен

$$\begin{aligned} V_{H_2O}^0 &= 0,01 (9H^p + W^p) \cdot \frac{22,41}{18} + V_b^0 \cdot 0,016 = \\ &= 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,016V_b^0 \text{ м}^3/\text{кг}. \end{aligned} \quad (\text{III.12a})$$

Объем азота в продуктах сгорания твердого или жидкого топлива

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + \frac{N^p}{100} \cdot \frac{22,41}{28} = 0,79V_B^0 + 0,8 \frac{N^p}{100} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.13})$$

Основное количество азота, являющегося главным компонентом продуктов сгорания, поступает из воздуха. Количество азота, переходящее в продукты сгорания из топлива, составляет всего около 1% суммарного количества азота, содержащегося в продуктах сгорания. Поэтому в расчетах, не претендующих на особую точность, выражение $0,008N^p$ в формуле (III.13) можно опустить.

При подсчете объема продуктов сгорания с учетом избытка воздуха α следует дополнительно иметь в виду содержание в продуктах сгорания избыточного кислорода и сопутствующего ему азота воздуха. При точных подсчетах учитывают также увеличение содержания в продуктах сгорания водяного пара, вносимого избыточным воздухом.

Содержание в продуктах сгорания избыточного кислорода равно

$$V_{O_2}^{\text{изб}} = (\alpha - 1) \cdot V_{O_2}^0. \quad (\text{III.14})$$

Суммарный объем продуктов сгорания с учетом избытка воздуха равен

$$\begin{aligned} V_{\Sigma} &= V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2}^{\text{изб}} = \\ &= 1,87 \frac{K^p}{100} \cdot \frac{100 - q_4}{100} + (0,111H^p + 0,0124W^p + 0,016V_B) + \\ &+ 0,79V_B^0\alpha + 0,21V_B^0(\alpha - 1) \text{ м}^3/\text{кг} \end{aligned} \quad (\text{III.15})$$

Состав продуктов сгорания определяют газовым анализом, причем водяной пар, содержащийся в продуктах сгорания, конденсируется в процессе отбора пробы. В соответствии с этим состав дымовых газов, определяемый в газоанализаторах в процентах по объему, относится к составу газов, не содержащих водяного пара, т. е. к сухим продуктам сгорания $V_{c.r.}$. Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания обозначают буквой B

$$B = V_{c.r.}^0 : V_{\Sigma}^0. \quad (\text{III.16})$$

Чем выше содержание водорода и влаги в топливе, тем больше водяного пара содержится в продуктах сгорания и тем существеннее различие между объемами сухих и влажных продуктов сгорания. Для топлива с малым содержанием водорода и влаги (антрацит, кокс, доменный газ) различие между объемами сухих и влажных продуктов сгорания невелико и значение B близко к единице. У топлива с высоким содержанием водорода величина B значительно меньше единицы, например у мазута $B = 0,88$, у природного газа 0,81. Еще более низким значением B характеризуются высоковлажные виды твердого топлива. Так, у бурых углей и торфа с содержанием 50% влаги значение B равно $\sim 0,72$.

Объем продуктов полного сгорания углерода и серы равен объему кислорода, израсходованного на сгорание углерода и серы, а объем водяного пара, образующийся при сгорании водорода, вдвое больше объема кислорода, израсходованного на горение водорода. В соответствии с этим суммарный объем влажных продуктов сгорания V_{Σ}^0 больше объема воздуха, расходуемого на сгорание топлива V_B^0 . Естественно, что различие в объемах влажных продуктов сгорания и воздуха возрастает с увеличением содержания в топливе водорода и влаги и становится особенно заметным у высоковлажных видов твердого топлива — дров, торфа, бурых углей. Так, объем влажных продуктов сгорания фрезер-

ного торфа с содержанием 50% влаги примерно на 40% превышает объем воздуха, необходимого для сгорания торфа (при $\alpha=1$).

Объем сухих продуктов сгорания $V_{с.г}^0$ твердого и жидкого топлива меньше объема воздуха V_B^0 , необходимого для сгорания топлива, и притом тем в большей степени, чем выше содержание в топливе свободного водорода ($H-O/8$), т. е. водорода за вычетом эквивалентного по весу количества кислорода. Так, объем сухих продуктов сгорания мазута (при $\alpha=1$) примерно на 6% меньше объема воздуха, необходимого для полного сгорания мазута, а объем сухих продуктов сгорания фрезерного торфа на 2% меньше объема воздуха.

Соотношения объемов воздуха и сухих и влажных продуктов сгорания различных видов твердого и жидкого топлива иллюстрируются данными, приведенными в табл. 27.

Таблица 27

Соотношения объемов воздуха и продуктов сгорания твердого и жидкого топлива (округленно)

Топливо	Содержание влаги в топливе W^p , %	Объем сухих продуктов сгорания		Объем воздуха V_B^0		Суммарный объем влажных продуктов сгорания V_{Σ}^0	
		м ³ /кг топлива	$V_{с.г.}^0$	м ³ /кг топлива	% к V_B^0 с. г.	м ³ /кг топлива	% к V_B^0 с. г.
Углерод	0	7,0	100	7,0	100	7,0	100
Антрацит	5	7,1	100	7,2	101	7,5	105
Полуантрацит	5	7,0	100	7,2	103	7,5	107
Каменный уголь							
тощий	5	7,0	100	7,2	103	7,6	108
газовый	7	6,3	100	6,5	103	7,0	111
Бурый уголь							
челябинский	17	4,1	100	4,2	102	4,7	115
подмосковный	33	2,9	100	3,0	103	3,6	124
александринский	53	2,2	100	2,25	102	3,1	140
Торф							
кусовой	40	2,95	100	3,0	102	3,9	132
фрезерный	50	2,45	100	2,5	102	3,4	140
Дрова	40	2,8	100	2,8	100	3,7	132
Мазут	3	9,7	100	10,3	106	11,0	113

Объем сухих продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива, при заданном коэффициенте избытка воздуха α можно подсчитать по формуле

$$V_{с.г.} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} = 1,87 \frac{K^p}{100} \cdot \frac{100 - q_4}{100} + 0,79V_B^0\alpha + 0,21V_B^0(\alpha - 1) \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.17})$$

а суммарный объем влажных продуктов сгорания — по формуле

$$V_{\Sigma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} + V_{H_2O} = 1,87 \frac{K^0}{100} \cdot \frac{100 - q_4}{100} + 0,79V_B^0\alpha + 0,21V_B^0(\alpha - 1) + (0,111H^p + 0,0124W^p + 0,016V_B^0\alpha) \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.18})$$

Применение приведенных формул иллюстрируется примерами подсчета.

Подсчет 1.

Подсчитать объем воздуха V_B^0 ; объем и процентный состав сухих $V_{с.г}^0$ и влажных V_{Σ}^0 продуктов сгорания антрацита марки АШ состава: 70,5% СР; 1,7% SP; 1,4% НР; 1,9% ОР; 0,8% NР; 16,7% АР; 7,0% WР при $\alpha=1,0$ и 1,25:

$$KР = CР + 0,375S_P^P = 70,5 + 0,375 \cdot 1,7 = 71,14\%.$$

Теоретически необходимый объем воздуха по формуле (III.5)

$$V^0 = (0,0889KР + 0,265НР - 0,0333ОР) = 6,63 \text{ м}^3/\text{кг},$$

или по более простой формуле (III.4)

$$V_B^0 = \frac{1}{30} (2,67KР + 8НР - ОР) = \frac{1}{30} 201,3 = 6,63 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Результаты подсчета по этим формулам совпадают.

Объем продуктов сгорания при $\alpha=1$

$$V_{RO_2}^0 = 1,87 \cdot \frac{KР}{100} = 1,87 \cdot \frac{71,14}{100} = 1,33 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111НР + 0,0124WР + 0,016V_B^0 = 0,35 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,8 \cdot \frac{N}{100} = 0,79 \cdot 6,63 + 0,8 \cdot 0,008 = 5,258 + 0,006 \cong 5,25 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем сухих продуктов сгорания

$$V_{с.г}^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 = 1,33 + 5,25 = 6,58 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем влажных продуктов сгорания

$$V_{\Sigma}^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 = 1,33 + 5,25 + 0,35 = 6,93 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Состав сухих продуктов сгорания: 20,2% RO_2 ; 79,8% N_2 .

Состав влажных продуктов сгорания: 19,2% RO_2 ; 75,7% N_2 ; 5,1 H_2O .

Объем воздуха при $\alpha=1,25$

$$V_B = \alpha V_B^0 = 6,63 \cdot 1,25 = 8,29 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем избыточного воздуха

$$V_B^{изб} = 0,25V_B^0 = 1,66 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем продуктов сгорания при $\alpha=1,25$

Объем сухих трехатомных газов при изменении α не меняется:

$$V_{RO_2} = V_{RO_2}^0 = 1,33 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем водяного пара с учетом содержания влаги в избыточном воздухе несколько увеличивается:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016V_B^0 (\alpha - 1) = 0,35 + 1,66 \cdot 0,016 = 0,37 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем азота значительно увеличивается:

$$V_{N_2} = 0,79V_B + 0,8 \cdot \frac{N_2}{100} = 0,79 \cdot 8,29 + 0,8 \cdot 0,08 = 6,54 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем избыточного кислорода

$$V_{O_2}^{изб} = 0,21V_B^{изб} = 0,21 \cdot 1,66 = 0,35 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем сухих продуктов сгорания

$$V_{с.г} = 1,33 + 6,54 + 0,35 = 8,22 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Суммарный объем влажных продуктов сгорания

$$V_{\Sigma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} + V_{H_2O} = 1,33 + 6,54 + 0,35 + 0,37 = 8,59 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Состав сухих продуктов сгорания: 16,2% RO_2 ; 79,5% N_2 ; 4,3% O_2 .

Состав влажных продуктов сгорания: 15,5% RO_2 ; 76,1% N_2 ; 4,1% O_2 ; 4,3% H_2O .

Результаты приведенного расчета приведены в табл. 28.

Т а б л и ц а 28

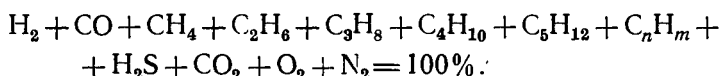
Результаты расчета сжигания антрацита

Коэффициент избытка воздуха, α	Объем, м ³ /кг			Состав сухих продуктов сгорания, %			Состав влажных продуктов сгорания, %			
	V_B	$V_{с. г.}$	V_{Σ}	RO_2	N_2	O_2	RO_2	H_2O	N_2	O_2
1	6,63	6,58	6,93	20,2	79,8	0,0	19,2	5,1	75,7	0,0
1,25	8,29	8,22	8,59	16,2	79,5	4,3	15,5	4,3	76,1	4,1

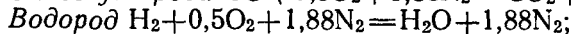
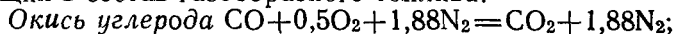
ПОДСЧЕТ ПО СОСТАВУ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Элементарный анализ позволяет установить лишь соотношение углерода, серы, водорода и кислорода в горючей массе и не дает достаточного материала для суждения о природе химических соединений, входящих в состав топлива.

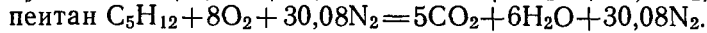
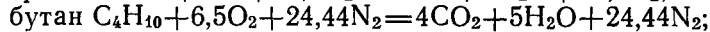
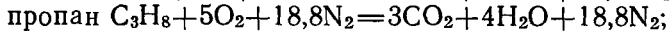
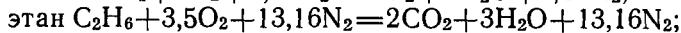
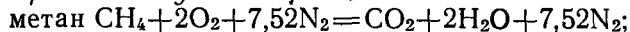
При теплотехнической оценке твердого и жидкого топлива приходится ограничиваться данными технического и элементарного анализа, так как более глубокое изучение природы топлива и его составляющих связано с большими трудностями. В отличие от этого, при определении состава газообразного топлива представляется возможным, не прибегая к элементарному анализу газа, установить содержание в нем определенных химических соединений: окиси углерода, водорода, метана и других предельных и непредельных углеводородов, кислорода, двуокиси углерода и т. д. Таким образом, газовый анализ, по сравнению с элементарным анализом, позволяет более полно оценить состав газа. Так, например, элементарный анализ не позволяет установить различие между CO_2 и смесью, состоящей из CO и $0,5O_2$, а газовым анализом это различие устанавливается четко и определено. В отличие от твердого и жидкого топлива, состав газообразного топлива фиксируют в процентах по объему, причем определяют не элементарный, а компонентный состав газа:



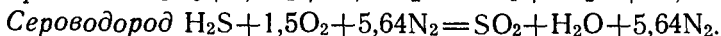
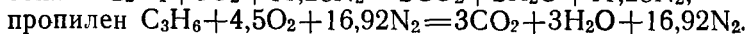
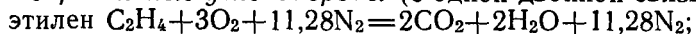
Подсчет расхода кислорода и воздуха. Объем кислорода, необходимого для сгорания газообразного топлива и образующихся продуктов сгорания, подсчитывают на основе уравнения горения компонентов, входящих в состав газообразного топлива:



Предельные углеводороды



Непредельные углеводороды (с одной двойной связью)



Непредельные и ароматические углеводороды в процессе газового анализа определяют обычно совместно путем поглощения бромной водой или другими поглотителями. Сумму непредельных и ароматических углеводородов обозначают C_nH_m . При содержании в газе небольшого процента непредельных углеводородов обычно приравнивают их к этилену, т. е. считают, что $C_nH_m = C_2H_4$. При содержании в газе (например, в коксовом) наряду с непредельными ароматическими углеводородами среднему составу непредельных и ароматических углеводородов в большей степени соответствует пропилен, и C_nH_m принимают за C_3H_6 .

В соответствии с приведенными выше уравнениями горения компонентов газообразного топлива объем кислорода, необходимый для сгорания 1 м³ газа, подсчитывают по формуле

$$V_{O_2} = 0,01 (0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + 8C_5H_{12} + 3C_2H_4 + 4,5C_3H_6 + 1,5H_2S - O_2) \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа} \quad (\text{III.19})$$

Объем воздуха V_B^0 , необходимый для горения газа, подсчитывают, исходя из содержания в воздухе 21% кислорода по объему:

$$V_B^0 = \frac{100}{21} V_{O_2}^0 = 4,76 V_{O_2}^0 \text{ м}^3. \quad (\text{III.20})$$

Подсчет объема продуктов сгорания. Суммарный объем влажных продуктов полного сгорания 1 м³ газообразного топлива равен

$$V_{\Sigma} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.21})$$

или

$$V_{\Sigma} = V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.22})$$

а объем сухих продуктов сгорания

$$V_{c.r} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.23})$$

или

$$V_{c.r} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.24})$$

где

$$V_{CO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6) \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}. \quad (\text{III.25})$$

Предложено также считать V_{CO_2} по формуле

$$V_{CO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + nC_nH_{2n+2} + nC_nH_m) \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}; \quad (\text{III.26})$$

$$V_{SO_2} = 0,01 H_2S \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}; \quad (\text{III.27})$$

$$V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}; \quad (\text{III.28})$$

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot (H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S) \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}. \quad (\text{III.29})$$

С учетом содержания в 1 м³ газа d г влаги и содержания в воздухе 1% влаги (по массе), т. е. 0,016 м³ на 1 м³ сухого воздуха

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot (H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S + 0,125d + 1,6V_{B_0}^0 \alpha) \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.30})$$

или

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot \left[H_2 + (n+1)C_nH_{2n+2} + \frac{m}{2} C_nH_m + H_2S \right] \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.31})$$

а с учетом содержания влаги в газе и воздухе

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot \left[H_2 + (n+1) C_n H_{2n+2} + \frac{m}{2} C_n H_m + H_2S + 0,125d + 1,6V_{O_2}^0 \alpha \right] \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}; \quad (\text{III.32})$$

$$V_{N_2} = 3,76V_{O_2}^0 \cdot \alpha + 0,01N_2 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}; \quad (\text{III.33})$$

$$V_{O_2}^{\text{изб}} = (\alpha - 1) V_{O_2}^0 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}. \quad (\text{III.34})$$

Объем воздуха и продуктов сгорания можно подсчитать также по несколько иному методу, а именно вести подсчет на 100 м³ газа, определяя расход кислорода на горение и объемы CO₂ и H₂O для каждого компонента газообразного топлива, записывая полученные данные в таблицу и затем суммируя результат (табл. 29).

Таблица 29

Подсчет объема продуктов сгорания

Компонент	Объем, м ³ /100 м ³ газа	Объем O ₂ в воздухе	Объем продуктов сгорания, м ³			
			CO ₂	H ₂ O	O ₂ изб	N ₂
CH ₄	95,0	190	95,0	190	—	219·3,76= =824
C ₂ H ₆	1,0	3,5	2,0	3,0	—	
C ₃ H ₈	0,6	3,0	1,8	2,4	—	
C ₄ H ₁₀	0,4	2,6	1,6	2,0	—	
CO ₂	1,0	—	1,0	—	—	
N ₂	2,0	—	—	—	—	2,0
Всего при α=1,0	100,0	199,1	101,4	197,4	—	
Всего при α=1,1	100,0	219,0	101,4	197,4	19,9	826,0

При α=1,1, V_в=219+824=1043 м³/100 м³ газа;

V_{с.г}=101,4+19,9+826=947 м³/100 м³ газа;

V_Σ=947+197,4=1144 м³/100 м³ газа.

Применение указанных методов иллюстрируется следующим подсчетом.

Подсчет 2. Определить объем воздуха, подсчитать объем и состав продуктов сгорания при сжигании с коэффициентом избытка воздуха 1,1 природного газа следующего состава, %: 95,0 CH₄; 1,0 C₂H₆; 0,6 C₃H₈; 0,4 C₄H₁₀; 1,0 CO₂; 2,0 N₂.

1. Подсчет по формулам (III.19)—(III.29)

$$V_{O_2}^0 = 0,01 (2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10}) = 0,01 (2 \cdot 95 + 3,5 \cdot 1 + 5 \cdot 0,6 + 6,5 \cdot 0,4) = 1,991 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{O_2} = \alpha V_{O_2}^0 = 1,1 \cdot 1,991 = 2,190 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{O_2}^{\text{изб}} = (\alpha - 1) V_{O_2}^0 = 0,1 \cdot 1,991 = 0,199 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{\text{в}} = 4,76V_{O_2} = 4,76 \cdot 2,19 = 10,43 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{N_2} = 3,76V_{O_2} + 0,01N_2 = 3,76 \cdot 2,19 + 0,01 \cdot 2 = 8,26 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{CO_2} = 0,01 (CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + CO_2) = 0,01 (95 + 2 \cdot 1 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,4 + 1) = 1,014 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{H_2O} = 0,01 (2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10}) = 0,01 (2 \cdot 95 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,4) = 1,97 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{\text{с.г}} = V_{CO_2} + V_{O_2}^{\text{изб}} + V_{N_2} = 1,014 + 0,199 + 8,26 = 9,47 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа};$$

$$V_{\Sigma} = V_{\text{с.г}} + V_{H_2O} = 9,47 + 1,97 = 11,44 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}.$$

Состав сухих продуктов сгорания:

$$\text{CO}_2 = 100V_{\text{CO}_2} : V_{\text{с.г}} = 10,7\%,$$

$$\text{O}_2 = 100V_{\text{O}_2} : V_{\text{с.г}} = 2,1\%,$$

$$\text{N}_2 = 100V_{\text{N}_2} : V_{\text{с.г}} = 87,2\%.$$

При сжигании газообразного топлива (за исключением газов с высоким содержанием СО) объем сухих продуктов сгорания меньше объема воздуха, израсходованного на горение, а объем влажных продуктов сгорания, содержащих водяной пар, образующийся в результате сгорания водорода и углеводов, больше объема воздуха.

Данные, приведенные в табл. 30, иллюстрируют указанное положение.

Таблица 30

Соотношение объемов воздуха и продуктов сгорания газообразного топлива

Газ	Объем сухих продуктов сгорания $V_{\text{с.г.}}^0$ м ³ /м ³ газа	Объем воздуха $V_{\text{в}}^0$		Суммарный объем влажных продуктов сгорания V_{Σ}^0		Отношение объемов воз- духа и влаж- ных продуктов сгорания $M = V_{\text{в}}^0 : V_{\Sigma}^0$
		м ³ /м ³ газа	% к $V_{\text{с.г.}}^0$	м ³ /м ³ газа	% к $V_{\text{с.г.}}^0$	
Основные компоненты газообразного топлива						
Окись углерода	2,88	2,38	83	2,88	100	0,83
Водород	1,88	2,38	127	2,88	153	0,83
Метан	8,52	9,52	112	10,52	123	0,90
Этан	15,16	16,66	110	18,16	120	0,92
Пропан	21,80	23,80	109	25,80	118	0,925
Бутан	28,44	30,94	108	33,44	117	0,93
Этилен	13,28	14,28	107	15,28	115	0,93
Газообразное топливо (округленно)						
Природный газ	8,5	9,5	112	10,5	123	0,90
Сжиженный газ			109		118	0,93
Коксовый газ	3,5	4,0	114	4,7	134	0,85
Водяной газ	2,2	2,1	95	2,7	122	0,78
Генераторный (из то- щего топлива)	1,7	1,0	60	1,85	110	0,54
Доменный	1,6	0,8	50	1,7	106	0,47

ПОДСЧЕТ ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ НЕСКОЛЬКИХ ВИДОВ ТОПЛИВА

При совместном сжигании двух или нескольких видов топлива в заданном соотношении, например А кг твердого топлива, Б кг жидкого и В м³ газообразного:

а) подсчитывают объемы воздуха и продуктов сгорания для каждого вида топлива V' , V'' и V''' м³;

б) складывают подсчитанные объемы, определяют суммарные объемы воздуха и продуктов сгорания, м³:

$$\Sigma V_{\text{RO}_2} = AV'_{\text{RO}_2} + BV''_{\text{RO}_2} + BV'''_{\text{RO}_2};$$

$$\Sigma V_{\text{в}} = AV'_{\text{в}} + BV''_{\text{в}} + BV'''_{\text{в}};$$

$$\Sigma V_{\text{с.г.}} = AV'_{\text{с.г.}} + BV''_{\text{с.г.}} + BV'''_{\text{с.г.}}$$

и т. д.;

в) по объему компонентов в продуктах сгорания (ΣV_{RO_2} , ΣV_{N_2} , ΣV_{O_2} , ΣV_{H_2O}) и суммарному объему сухих и влажных продуктов сгорания ($\Sigma V_{c.r}$ и ΣV_{Σ}) подсчитывают процентный состав продуктов сгорания

$$RO_2 = \Sigma V_{RO_2} : \Sigma V_{c.r}.$$

ПОДСЧЕТ ОБЪЕМА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПО ИХ СОСТАВУ

При испытаниях топливоиспользующих установок определяют состав сухих продуктов сгорания. На основе этих данных и состава топлива подсчитывают объем сухих и влажных продуктов сгорания, используемый для определения тепла продуктов сгорания, потерь тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания, эффективности использования топлива и других целей. Объем продуктов сгорания подсчитывают по содержанию углерода в продуктах сгорания и в сжигаемом топливе, причем следует иметь в виду, что при проведении большинства испытаний установок, работающих на твердом и жидком топливе, ограничиваются определением содержания в топливе золы и влаги, а содержание углерода в горючей массе топлива принимают по усредненным табулированным данным.

Поскольку содержание углерода в горючей массе твердого и жидкого топлива выражают в процентах по массе, а в газообразном топливе определяют не содержание углерода, а присутствие углеродсодержащих компонентов CH_4 , C_2H_6 , CO и др. в процентах по объему, при подсчете объемов продуктов сгорания учитывают это различие в исходных данных.

Подсчет при сжигании твердого и жидкого топлива. 1 кг-атом углерода сгорает с образованием 1 кмоль ($22,41 \text{ м}^3$) CO_2 .

Следовательно, при полном сгорании 1 кг углерода образуется $22,41 : 12 = 1,87 \text{ м}^3 CO_2$, или $1,87 \cdot 100 / CO_2$ сухих продуктов сгорания топлива в воздухе, содержащих $CO_2\%$ двуокиси углерода, а при сгорании 1 кг топлива, содержащего $C\%$ углерода, $1,87 \cdot 100 / CO_2 \cdot C / 100 = 1,87 C / CO_2 \text{ м}^3$ сухих газов.

При неполном сгорании 1 кг-атом углерода образуется $22,41 \text{ м}^3$ суммы углеродсодержащих газов, т. е. CO_2 , CO и CH_4 . Следовательно, при сгорании 1 кг углерода образуется $22,41 : 12 = 1,87 \text{ м}^3 (CO_2 + CO + CH_4)$.

При анализе продуктов сгорания определяют поглощением щелочью не CO_2 , а сумму кислотных окислов $CO_2 + SO_2$, обозначаемую RO_2 . Поэтому при сжигании сернистого топлива объем продуктов сгорания подсчитывают, исходя из содержания в них RO_2 , а в сжигаемом топливе «условного углерода» K^p , т. е. суммы углерода и эквивалентного ему по расходу кислорода количества горючей серы:

$$K^p = C^p + 0,375 S_r^p \text{ \%}.$$

Следовательно, при сгорании 1 кг топлива с содержанием $K^p\%$ «условного углерода» образуется $0,01 \cdot 1,87 K^p \text{ м}^3$ газов, содержащих углерод и серу. Отсюда объем сухих продуктов сгорания равен

$$\begin{aligned} V_{c.r} &= 1,87 \cdot \frac{K^p}{100} + \frac{100}{RO_2 + CO + CH_4} = \\ &= 1,87 \cdot \frac{K^p}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ м}^3/\text{кг}, \end{aligned} \quad (\text{III.35})$$

или с учетом потерь топлива

$$V_{c.r} = 1,87 \cdot \frac{K^p}{RO_2 + CO + CH_4} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.36})$$

где q_4 — процент потерь в результате провала не сгоревшего топлива через колосники, уноса с дымовыми газами и т. д.

При сжигании топлива с малым выходом летучих веществ (антрацит, тощие каменные угли, кокс и др.) содержание водорода и метана в продуктах сгорания практически равно нулю, и, следовательно, приходится считаться при неполноте сгорания лишь с содержанием в продуктах сгорания RO_2 и CO . В этих случаях

$$V_{c.r} = 1,87 \cdot \frac{K^p}{RO_2 + CO} \cdot \frac{100 - q_4}{100} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.37})$$

Объем водяного пара V_{H_2O} , образующийся при сжигании 1 кг топлива, подсчитывают по формуле (III.12) или (III.12a).

Установив объем сухих газов $V_{c.r}$, образующийся при сгорании 1 кг топлива, и объем водяного пара V_{H_2O} , фиксируют суммарный объем продуктов сгорания

$$V_{\Sigma} = V_{c.r} + V_{H_2O}.$$

Подсчет

Определить объем продуктов сгорания мазута V_{Σ} при содержании в сухих продуктах сгорания 12,2% RO_2 и 0,2% CO . Состав мазута, %: 85 C^p ; 1 S^p ; 10,5 H^p ; 0,5 N^p ; 3 W^p . Фиксируем величину K^p .

$$K^p = C^p + 0,375 S^p = 85,37 \%$$

По формуле (III.35) находим

$$V_{c.r} = 1,87 \cdot \frac{K^p}{RO_2 + CO} = \frac{1,87 \cdot 85,37}{12,2 + 0,2} = 13,1 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

По формуле (III.12)

$$V_{H_2O} = 0,111H^p + 0,0124W^p = 0,111 \cdot 10,5 + 0,0124 \cdot 3 = 1,2 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Тогда

$$V_{\Sigma} = V_{c.r} + V_{H_2O} = 13,1 + 1,2 = 14,3 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Подсчет при сжигании газообразного топлива. Объем сухих продуктов сгорания $V_{c.r}$ можно подсчитать по балансу углерода в сжигаемом газе и образующихся продуктах сгорания:

$$\begin{aligned} CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_2H_4 + CO + CO_2 = \\ = V_{c.r}(CO_2 + CO + CH_4). \end{aligned}$$

В левой части уравнения приведен состав углеродсодержащих компонентов в газе, а в правой части — в продуктах сгорания.

Отсюда

$$V_{c.r} = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_2H_4 + CO + CO_2}{CO_2' + CO' + CH_4'} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}. \quad (\text{III.38})$$

Объем водяного пара V_{H_2O} , образующийся при полном сгорании газообразного топлива, подсчитывают по формулам (III.31) или (III.32), а при неполном сгорании газа и содержании в продуктах сгорания H_2 и CH_4 — по формуле

$$V'_{H_2O} = V_{H_2O} - 0,01V_{c.r} (H_2 + 2CH_4) \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}. \quad (\text{III.39})$$

Суммарный объем продуктов сгорания

$$V_{\Sigma} = V_{c.r} + V_{H_2O} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}.$$

Подсчет

В продуктах сгорания природного газа содержится, %: 8,0 CO_2' ; 0,2 CO' ; 0,2 H_2' ; 0,1 CH_4' .

Состав природного газа, %: 95 CH_4 ; 1 C_2H_6 ; 0,6 C_3H_8 ; 0,4 C_4H_{10} ; 1 CO_2 ; 2 N_2 .

По формуле (III.38)

$$V_{c.r} = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + CO_2}{CO_2 + CO} =$$

$$= \frac{95 + 2 \cdot 1 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,4 + 1}{8 + 0,2} = 12,50 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа.}$$

По формуле (III.31) объем водяного пара без учета неполноты сгорания

$$V_{H_2O} = 0,01 (2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10}) =$$

$$= 0,01 (2 \cdot 95 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,4) = 1,97 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа.}$$

По формуле (III.39) объем водяного пара в продуктах сгорания с учетом неполноты сгорания газа

$$V'_{H_2O} = V_{H_2O} - 0,01 V_{c.r} (H_2 + 2CH_4) = 1,97 - 0,01 \cdot 12,5 (0,2 + 2 \cdot 0,1) = 1,92 \text{ м}^3;$$

$$V_{\Sigma} = 12,50 + 1,92 = 14,42 \text{ м}^3 \text{ (без учета содержания влаги в воздухе).}$$

ПОДСЧЕТ ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА

При совместном сжигании твердого и жидкого топлива объем сухих газов подсчитывают по формуле

$$V_{c.r} = \frac{1,87 (K' + BK'')}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ м}^3, \quad (III.40)$$

где K' — содержание углерода и горючей серы в одном виде топлива, например в каменном угле ($K' = C' + 0,375S'_r$), % (по массе); K'' — содержание углерода и горючей серы во втором виде топлива, например в мазуте; B — количество мазута, кг, сжигаемое совместно с 1 кг угля; RO_2 , CO и CH_4 — углеродсодержащие компоненты в сухих продуктах сгорания, % (объемн.).

Объем водяного пара в продуктах сгорания подсчитывают по формуле

$$V_{H_2O} = V'_{H_2O} + BV'_{H_2O} \text{ м}^3 \quad (III.41)$$

с определением объемов водяного пара, образующихся при сжигании 1 кг угля (V'_{H_2O}) и мазута (V''_{H_2O}) по формулам (III.12) и (III.12а).

При совместном сжигании твердого или жидкого топлива с газообразным объем сухих продуктов сгорания подсчитывают по формуле

$$V_{c.r} = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_2H_4 + CO + CH_4 + B \cdot 1,87K}{RO'_2 + CO' + CH'_4} \text{ м}^3, \quad (III.42)$$

где B — количество твердого или жидкого топлива, кг, сжигаемого совместно с 1 м³ газа.

В этом случае $V_{c.r}$ — объем сухих продуктов сгорания, м³, образующийся при сжигании 1 м³ газа и B кг твердого или жидкого топлива.

Объем водяного пара в продуктах сгорания подсчитывают по формуле (III.41)

$$V_{H_2O} = V'_{H_2O} + V''_{H_2O}$$

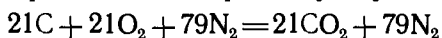
с определением объема водяного пара, образующегося при сжигании газа V'_{H_2O} , по формулам (III.31) или (III.32) и объема пара, образующегося при сгорании твердого или жидкого топлива, по формулам (III.12) или (III.12а).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И ВОДЯНОГО ПАРА В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ

СУХИЕ ПРОДУКТЫ ПОЛНОГО СГОРАНИЯ

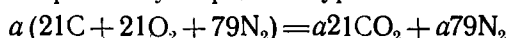
Сухие газообразные продукты полного сгорания топлива в стехиометрическом объеме воздуха состоят из RO_2 (т. е. из CO_2 и SO_2) и N_2 . При этом содержание RO_2 в продуктах сгорания большинства видов твердого и жидкого топлива однозначно определяется составом горючей массы. Лишь при сжигании твердого топлива с весьма высоким содержанием минеральной массы, состоящей в значительной степени из карбонатов, следует учитывать увеличение содержания CO_2 вследствие диссоциации карбонатов. Практически с этим приходится считаться при сжигании сланцев.

При полном сгорании углерода без избытка воздуха по уравнению

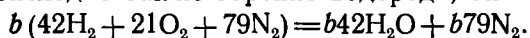


содержание CO_2 в продуктах сгорания составляет 21% (объемн.). Следовательно, величина CO_{2max} продуктов сгорания углерода равна 21%.

При сжигании топлива с высоким содержанием углерода в горючей массе CO_{2max} (или RO_{2max}) приближается к этой величине, так, для кокса $RO_{2max} = 20,6\%$, для антрацита 20,2%. Присутствие в горючей массе топлива водорода понижает содержание RO_2 не только во влажных, но и в сухих продуктах сгорания топлива. В самом деле, при сгорании топлива с высоким содержанием водорода, например мазута, наряду с горением углерода по уравнению



происходит также горение водорода, описываемое уравнением



После конденсации водяного пара, образовавшегося при сгорании водорода, сухие продукты сгорания углеводородного топлива состоят из $21CO_2 + 79N_2 + b/a \cdot 79N_2$.

Очевидно, что содержание CO_2 в продуктах сгорания меньше 21%, так как 21 объем CO_2 приходится не на 100 объемов $CO_2 + N_2$, как при сгорании углерода, а на $(100 + b/a \cdot 79N_2)$ объемов. Чем больше соотношение водорода к углероду в горючей массе топлива, т. е. $b : a$, тем больше содержится в сухих продуктах сгорания азота, входящего в воздух наряду с кислородом, израсходованным на горение содержащегося в топливе углерода и водорода, а следовательно, тем меньше процентное содержание в них CO_2 или RO_2 и тем ниже величина CO_{2max} или RO_{2max} .

Так, в продуктах сгорания сернистого мазута, содержащего около 12% водорода (по массе), $RO_{2max} \approx 16\%$, а в продуктах сгорания природного газа, содержащего 25% (по массе) водорода, CO_{2max} составляет лишь 11,8%.

Содержание кислорода в горючей массе топлива повышает величину RO_{2max} , так как уменьшает расход кислорода воздуха, необходи

мого для горения топлива, а следовательно, и содержание в продуктах сгорания азота. Если бы существовало твердое топливо, состоящее из углерода и кислорода, то CO_{2max} для продуктов сгорания такого топлива превышало бы 21%, т. е. величину CO_{2max} для продуктов сгорания углерода.

Содержание кислорода в горючей массе древесины около 44%, однако CO_{2max} продуктов сгорания дров ниже 21%. Указанное обстоятельство объясняется тем, что кислород содержится в твердом топливе в виде гидроксидов OH, карбоксидов COOH и других соединений, содержащих водород, причем суммарное содержание водорода в топливе, как правило, превышает содержание кислорода, необходимое для полного окисления водорода.

Так, в горючей массе древесины содержится около 6% водорода. Для окисления этого количества водорода необходимо 48% кислорода, т. е. больше, чем его содержится в горючей массе. Поэтому содержание кислорода в горючей массе древесины повышает CO_{2max} , но не доводит эту величину до 21%.

Если бы древесина не содержала кислорода, то по соотношению углерода и водорода в горючей массе она приближалась бы к мазуту и величина CO_{2max} несколько превышала бы 16%. Однако из-за высокого процента кислорода, достаточного для окисления около 90% водорода древесины, CO_{2max} древесины превышает 20%, т. е. приближается к CO_{2max} продуктов сгорания углерода.

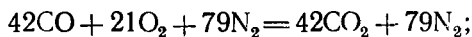
RO_{2max} продуктов сгорания твердого топлива колеблется от 17 (сланцы) до 20,6% (кокс), а продуктов сгорания жидкого топлива — от 14,8 (бензин) до 16,5% (мазут).

Величина RO_{2max} продуктов сгорания газообразного топлива колеблется в весьма широких пределах. Технический водород сгорает без образования RO_2 . В то же время газы, полученные полужокованием топлива с высоким содержанием кислорода, т. е. древесины и торфа, содержат до 70% CO_2 , переходящей при сжигании газа в продукты сгорания. Вследствие этого величина RO_{2max} продуктов сгорания достигает 45%.

У природных, нефтепромысловых и других углеводородных газов CO_{2max} возрастает с увеличением молекулярного веса углеводородов и уменьшением процентного содержания в них водорода.

CO_{2max} сухих продуктов сгорания метана и большинства природных газов около 11,8%, нефтепромысловых и нефтезаводских газов 13%, сжиженных газов с преобладающим содержанием пропана (C_3H_8) — около 14%, т. е. приближается к RO_{2max} легкого жидкого топлива — бензина.

Генераторные газы, получаемые продуванием слоя раскаленного топлива воздухом, паром или паровоздушной смесью, характеризуются значительно более высоким значением RO_{2max} . Основным горючим компонентом этих газов является окись углерода CO, состоящая из 43% (по массе) углерода и 57% (по массе) кислорода. CO_{2max} продуктов сгорания окиси углерода значительно превышает CO_{2max} продуктов сгорания углерода:



$$CO_{2max} = 42 \cdot 100 / (42 + 79) = 34,7\%.$$

Воздушный и смешанный генераторный газы содержат наряду с 27—33% окиси углерода от 48 до 66% азота, переходящего в продукты сгорания, а водяной газ, получаемый продуванием раскаленного слоя антрацита или кокса водяным паром, содержит наряду с окисью углерода высокий процент водорода. Вследствие этого RO_{2max} генераторных газов близок к 21%, т. е. к CO_{2max} продуктов сгорания углерода.

CO_{2max} или RO_{2max} сухих продуктов полного сгорания топлива определяют двумя методами: по элементарному составу сжигаемого топлива или, если состав сжигаемого топлива не известен, по составу продуктов сгорания.

При определении CO_{2max} по составу топлива подсчитывают по формуле (III.10) объем CO_2 , образующийся при полном сгорании топлива, V_{CO_2} и по формуле (III.17) объем сухих продуктов сгорания в стехиометрическом количестве воздуха V_c^0 . Затем подсчитывают CO_{2max} по формуле

$$CO_{2max} = V_{CO_2} \cdot 100 / V_{c.g}^0 \% \quad (IV.1)$$

При сжигании сернистого топлива подсчитывают объем RO_2 , образующийся в результате сгорания углерода и серы, по формуле (III.11) и объем сухих продуктов сгорания $V_{г.с}^0$ по формуле (III.17)

$$RO_{2max} = V_{RO_2} \cdot 100 / V_{г.с}^0 \% \quad (IV.2)$$

Если элементарный состав сжигаемого топлива не известен (или совместно сжигаются два или несколько видов топлива), то RO_{2max} подсчитывают по составу сухих продуктов сгорания, определяемому газовым анализом.

Продукты полного сгорания топлива обычно содержат большее или меньшее количество избыточного воздуха. В соответствии с этим в состав сухих продуктов полного сгорания, кроме RO_2 и N_2 , входит O_2 . Если содержание RO_2 в неразбавленном воздухе сухих продуктах сгорания равно содержанию кислорода в воздухе, т. е. 21%, то сумма RO_2 и O_2 в разбавленном воздухе сухих продуктах сгорания также равна 21% и, следовательно, содержание кислорода в сухих продуктах полного сгорания равно $(21 - RO_2)\%$. Однако, поскольку RO_{2max} сухих продуктов сгорания большинства видов топлива не равно 21%, сумма $RO_2 + O_2$ в сухих продуктах сгорания также не равна 21%.

Взаимосвязь между RO_{2max} и содержанием в сухих продуктах полного сгорания RO_2 и O_2 определяется следующим образом. RO_{2max} , т. е. содержание RO_2 в сухих продуктах полного сгорания, не разбавленного избыточным воздухом и состоящих только из RO_2 и N_2 , равно

$$RO_{2max} = RO_2 \cdot 100 / (RO_2 + N_2) \% \quad (IV.3)$$

где $RO_2 + N_2 = 100\%$.

В продуктах полного сгорания, разбавленных избыточным воздухом, $RO_2 + N_2 + V_{изб}^B = 100\%$, где $V_{изб}^B$ — содержание избыточного воздуха в сухих продуктах полного сгорания (в процентах по объему). Отсюда RO_{2max} определяется по составу продуктов полного сгорания, разбавленных воздухом, по формуле

$$RO_{2max} = \frac{100 \cdot RO_2}{100 - V_{изб}^B} = \frac{100 \cdot RO_2}{100 - 4,76 \cdot O_2} \% \quad (IV.4)$$

Таким образом, представляется возможным определить RO_{2max} топлива, состав которого не известен, по данным газового анализа продуктов полного сгорания. RO_{2max} сухих продуктов горения легко установить по табл. 31. Содержание RO_2 в продуктах полного сгорания приведено в первой и последней графах таблицы, содержание O_2 — в верхней строке. В точках пересечения указана величина RO_{2max} [37].

Установив величину RO_{2max} по данным газового анализа нескольких проб продуктов полного сгорания, можно составить представление о содержании кислорода в продуктах полного сгорания данного топлива по

Значения $RO_{2\max}$ в зависимости от содержания RO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания

RO ₂ , %	Значение RO ₂ max при содержании O ₂ , %																									RO ₂ , %
	15	14,5	14	13,5	13	12,5	12	11,5	11	10,5	10	9,5	9	8,5	8	7,5	7	6,5	6	5,5	5	4,5	4	3,5	3	
6,0	21,0	19,5	18,1	16,8	15,8	14,8	14,0	13,2	12,6	12,0	11,5	11,0	10,5	10,1	9,7	9,3	9,0	8,7	8,4	8,1	7,9	7,7	7,4	7,2	7,0	6,0
6,2	21,6	20,1	18,7	17,4	16,3	15,3	14,5	13,7	13,0	12,4	11,8	11,3	10,8	10,3	10,0	9,6	9,3	9,0	8,7	8,4	8,2	7,9	7,6	7,4	7,2	6,2
6,4	22,4	20,7	19,3	18,0	16,8	15,8	14,9	14,1	13,4	12,8	12,2	11,7	11,2	10,7	10,3	9,9	9,6	9,3	9,0	8,7	8,4	8,2	7,9	7,7	7,5	6,4
6,6	23,0	21,4	19,8	18,5	17,4	16,3	15,4	14,6	13,9	13,2	12,6	12,1	11,5	11,1	10,6	10,2	9,9	9,6	9,3	9,0	8,7	8,5	8,2	7,9	7,7	6,6
6,8	23,8	22,0	20,5	19,1	17,9	16,8	15,9	15,1	14,2	13,6	13,0	12,4	11,9	11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,6	9,2	8,9	8,8	8,4	8,2	7,9	6,8
7,0	24,4	22,7	21,0	19,7	18,4	17,3	16,4	15,6	14,7	14,0	13,4	12,7	12,2	11,7	11,3	10,9	10,5	10,2	9,9	9,5	9,2	9,0	8,7	8,4	8,1	7,0
7,2	25,2	23,4	21,6	20,2	19,0	17,8	16,8	16,0	15,1	14,4	13,8	13,2	12,6	12,1	11,6	11,2	10,8	10,4	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,7	8,4	7,2
7,4	25,8	24,0	22,2	20,8	19,5	18,3	17,3	16,4	15,5	14,8	14,2	13,5	12,9	12,4	12,0	11,5	11,1	10,7	10,4	10,1	9,7	9,5	9,2	9,0	8,7	7,4
7,6	—	24,6	22,8	21,4	20,0	18,8	17,7	16,8	15,9	15,2	14,5	13,8	13,2	12,7	12,3	11,8	11,4	11,0	10,7	10,4	10,0	9,7	9,4	9,2	8,9	7,6
7,8	—	25,2	23,4	21,9	20,5	19,3	18,3	17,3	16,4	15,6	14,9	14,2	13,6	13,0	12,6	12,1	11,7	11,3	11,0	10,7	10,2	10,0	9,7	9,4	9,1	7,8
8,0	—	26,0	24,0	22,4	21,0	19,8	18,7	17,7	16,8	16,0	15,3	14,6	14,0	13,4	12,9	12,4	12,0	11,6	11,2	10,9	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	8,0
8,2	—	26,6	24,7	23,0	21,6	20,3	19,2	18,1	17,2	16,4	15,7	15,0	14,4	13,7	13,2	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,7	10,4	10,1	9,8	9,5	8,2
8,4	—	—	25,3	23,6	22,1	20,8	19,7	18,5	17,6	16,8	16,0	15,3	14,7	14,1	13,5	13,0	12,6	12,2	11,8	11,4	11,0	10,7	10,4	10,1	9,8	8,4
8,6	—	—	25,9	24,1	22,6	21,3	20,1	19,0	18,0	17,2	16,4	15,7	15,0	14,4	13,8	13,3	12,9	12,5	12,1	11,7	11,3	10,9	10,6	10,3	10,0	8,6
8,8	—	—	26,4	24,7	23,1	21,8	20,6	19,5	18,5	17,6	16,8	16,0	15,3	14,7	14,2	13,7	13,2	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,8	10,5	10,2	8,8
9,0	—	—	—	25,2	23,6	22,3	21,0	19,9	18,9	18,0	17,2	16,4	15,6	15,0	14,5	14,0	13,5	13,0	12,6	12,2	11,8	11,5	11,0	10,8	10,4	9,0
9,2	—	—	—	25,8	24,2	22,8	21,5	20,4	19,4	18,4	17,6	16,8	16,0	15,3	14,8	14,3	13,8	13,3	12,8	12,4	12,0	11,7	11,3	11,0	10,7	9,2
9,4	—	—	—	26,4	24,7	23,2	22,0	20,8	19,7	18,8	18,0	17,2	16,4	15,8	15,2	14,7	14,2	13,6	13,2	12,7	12,3	12,0	11,6	11,3	11,0	9,4
9,6	—	—	—	—	25,2	23,8	22,5	21,2	20,2	19,2	18,4	17,5	16,8	16,2	15,5	15,0	14,6	13,9	13,5	13,0	12,6	12,3	11,8	11,6	11,2	9,6
9,8	—	—	—	—	25,7	24,2	23,0	21,7	20,6	19,6	18,7	18,0	17,1	16,4	15,8	15,3	14,8	14,2	13,7	13,3	12,8	12,6	12,1	11,8	11,4	9,8
10,0	—	—	—	—	26,4	24,8	23,4	22,2	21,0	20,0	19,1	18,4	17,5	16,8	16,2	15,6	15,1	14,5	14,0	13,6	13,1	12,9	12,4	12,1	11,7	10,0
10,2	—	—	—	—	—	25,3	23,9	22,6	21,4	20,4	19,5	18,8	17,9	17,1	16,5	15,9	15,4	14,8	14,3	13,9	13,4	13,1	12,6	12,3	11,9	10,2
10,4	—	—	—	—	—	25,8	24,4	23,0	21,8	20,8	19,9	19,2	18,2	17,5	16,8	16,2	15,7	15,1	14,6	14,2	13,7	13,4	12,9	12,5	12,1	10,4
10,6	—	—	—	—	—	26,3	24,8	23,4	22,2	21,2	20,3	19,4	18,5	17,8	17,1	16,5	16,0	15,4	14,9	14,4	13,9	13,6	13,1	12,7	12,4	10,6

Т а б л и ц а 31 (окончание)

таблица 31 (окончание)																										
RO ₂ , %	Значение RO _{2max} при содержании O ₂ , %																									RO ₂ , %
	15	14,5	14	13,5	13	12,5	12	11,5	11	10,5	10	9,5	9	8,5	8	7,5	7	6,5	6	5,5	5	4,5	4	3,5	3	
10,8	—	—	—	—	—	—	25,2	23,8	22,6	21,6	20,6	19,7	18,8	18,1	17,4	16,8	16,3	15,6	15,1	14,6	14,2	13,8	13,3	12,9	12,6	10,8
11,0	—	—	—	—	—	—	25,7	24,3	23,1	22,0	21,0	20,1	19,2	18,5	17,8	17,1	16,5	15,9	15,4	14,8	14,5	14,1	13,6	13,2	12,8	11,0
11,2	—	—	—	—	—	—	26,2	24,8	23,6	22,4	21,4	20,5	19,6	18,8	18,1	17,4	16,8	16,2	15,7	15,1	14,7	14,3	13,8	13,4	13,0	11,2
11,4	—	—	—	—	—	—	—	25,2	24,0	22,8	21,8	20,9	20,0	19,1	18,4	17,7	17,1	16,5	16,0	15,4	15,0	14,6	14,1	13,7	13,3	11,4
11,6	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,4	23,2	22,2	21,2	20,3	19,4	18,7	18,0	17,4	16,8	16,3	15,7	15,2	14,8	14,3	13,9	13,5	11,6
11,8	—	—	—	—	—	—	—	26,1	24,8	23,6	22,6	21,6	20,6	19,7	19,0	18,3	17,7	17,1	16,6	16,0	15,5	15,1	14,6	14,2	13,8	11,8
12,0	—	—	—	—	—	—	—	—	25,2	24,0	23,0	22,0	21,0	20,1	19,4	18,7	18,0	17,4	16,9	16,3	15,7	15,3	14,8	14,4	14,0	12,0
12,2	—	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,4	23,4	22,3	21,3	20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	17,2	16,6	16,0	15,6	15,1	14,6	14,2	12,2
12,4	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8	23,7	22,7	21,6	20,7	20,0	19,3	18,6	18,0	17,5	16,8	16,2	15,8	15,3	14,8	14,4	12,4
12,6	—	—	—	—	—	—	—	—	26,4	25,2	24,1	23,0	22,0	21,1	20,4	19,6	18,9	18,3	17,8	17,1	16,5	16,1	15,6	15,1	14,7	12,6
12,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,5	23,4	22,4	21,4	20,6	19,9	19,2	18,6	18,0	17,3	16,8	16,3	15,8	15,3	14,9	12,8
13,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,9	23,8	22,7	21,8	21,0	20,2	19,5	18,9	18,2	17,5	17,0	16,5	16,0	15,5	15,1	13,0
13,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,4	25,3	24,1	23,0	22,1	21,3	20,5	19,8	19,2	18,5	17,8	17,3	16,8	16,3	15,8	15,4	13,2
13,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,5	23,3	22,4	21,6	20,8	20,1	19,4	18,7	18,1	17,5	17,1	16,6	16,1	15,6	13,4
13,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8	23,6	22,7	22,0	21,1	20,4	19,7	19,0	18,4	17,8	17,3	16,8	16,3	15,8	13,6
13,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,4	25,2	24,0	23,0	22,3	21,4	20,7	20,0	19,3	18,7	18,1	17,5	17,0	16,5	16,0	13,8
14,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,8	25,6	24,4	23,4	22,6	21,8	21,0	20,3	19,6	19,0	18,4	17,8	17,3	16,8	16,3	14,0
14,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8	23,8	23,0	22,1	21,3	20,6	19,9	19,3	18,6	18,0	17,5	17,0	16,5	14,2
14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,3	25,2	24,1	23,3	22,4	21,6	20,8	20,2	19,5	18,8	18,3	17,8	17,3	16,8	14,4
14,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,7	25,6	24,5	23,6	22,7	21,9	21,2	20,5	19,8	19,1	18,5	18,0	17,5	17,0	14,6
14,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8	23,9	23,0	22,2	21,5	20,8	20,0	19,4	18,8	18,2	17,7	17,2	14,8
15,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,3	25,2	24,2	23,3	22,5	21,7	21,0	20,2	19,7	19,1	18,5	18,0	17,5	15,0
15,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,8	25,5	24,5	23,6	22,8	22,0	21,3	20,5	19,9	19,3	18,7	18,2	17,7	15,2
15,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,8	24,8	23,9	23,1	22,3	21,6	20,8	20,2	19,6	19,0	18,5	18,0	15,4
15,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,2	25,2	24,2	23,4	22,6	21,9	21,2	20,5	19,9	19,2	18,7	18,2	15,6
15,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,5	25,4	24,5	23,7	22,9	22,2	21,4	20,8	20,1	19,4	18,9	18,4	15,8
16,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,7	24,8	24,0	23,2	22,4	21,6	21,0	20,3	19,7	19,2	18,7	16,0

содержанию в них RO_2 . В самом деле, из формулы (IV.4) следует, что содержание кислорода в сухих продуктах полного сгорания равно

$$O_2 = \frac{100 \cdot (RO_{2\max} - RO_2)}{4,76 RO_{2\max}} = \frac{21 \cdot (RO_{2\max} - RO_2)}{RO_{2\max}} \% \quad (IV.5)$$

Если обозначить через A отношение процентного содержания кислорода в воздухе, т. е. 21 к $RO_{2\max}$ сухих продуктов сгорания, то

$$O_2 = A (RO_{2\max} - RO_2) \% \quad (IV.6)$$

Процентное содержание кислорода в сухих продуктах полного сгорания различных видов топлива, в зависимости от содержания в них RO_2 , приведено в главах книги, посвященных изложению свойств отдельных видов топлива (например, соотношения RO_2 и O_2 в продуктах сгорания каменного угля приведены в гл. XV).

Если содержание кислорода, определенное в результате анализа продуктов сгорания, отличается от приведенных в таблицах величин более чем на 0,2—0,3%, необходимо проверить результаты анализа. При этом меньшее содержание кислорода в продуктах сгорания указывает на возможность содержания в них продуктов неполного сгорания.

СУХИЕ ПРОДУКТЫ НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ

При неполном горении топлива в сухих продуктах сгорания могут содержаться наряду с RO_2 , N_2 и O_2 также CO , CH_4 и H_2 . В этом случае при сжигании твердого топлива с малым выходом летучих веществ и высоким содержанием углерода в горючей массе (антрацита, полуантрацита, тощих каменных углей, кокса, полукокса, древесного угля), а также ваграночных и доменных газов, основным горючим компонентом которых является окись углерода, практически единственный газообразный продукт неполного сгорания топлива — CO . Следовательно, в этом случае сухие продукты сгорания состоят из RO_2 , N_2 , O_2 и CO .

При содержании в продуктах сгорания CO в числитель формулы для подсчета $RO_{2\max}$ входит не RO_2 , а «потенциальная величина RO_2 », т. е. сумма $RO_2 + CO$, а в знаменатель — не общее содержание кислорода в продуктах сгорания, а содержание кислорода за вычетом количества, необходимого для окисления CO , т. е. $O_2 - 0,5CO$.

В соответствии с этим формула (IV.2) приобретает следующий вид:

$$RO_{2\max} = \frac{(RO_2 + CO) \cdot 100}{100 - 4,76 (O_2 - 0,5CO)} \% \quad (IV.7)$$

или более точно, с учетом уменьшения объема продуктов сгорания в результате догорания окиси углерода ($2CO + O_2 = 2CO_2$):

$$RO_{2\max} = \frac{(RO_2 + CO) \cdot 100}{100 - 4,76 (O_2 - 0,4CO)} \quad (IV.8)$$

Подсчет содержания окиси углерода в продуктах неполного сгорания. Если величина $RO_{2\max}$ определена с учетом состава топлива или на основе анализа продуктов сгорания, то содержание окиси углерода в продуктах сгорания можно подсчитать путем преобразования формулы (IV.8):

$$RO_{2\max} (100 - 4,76O_2 + 4,76 \cdot 0,4CO) = (RO_2 + CO) \cdot 100;$$

$$RO_{2\max} (21 - O_2 + 0,4CO) = (RO_2 + CO) \cdot 21;$$

$$21 RO_{2\max} - RO_{2\max} O_2 - 21 RO_2 = 21 CO - 0,4 RO_{2\max} CO.$$

Отсюда

$$CO = \frac{21 (RO_{2\max} - RO_2) - RO_{2\max} \cdot O_2}{21 - 0,4 RO_{2\max}} \% ,$$

или

$$CO = \frac{21(1 - RO_2/RO_{2max}) - O_2}{21/RO_{2max} - 0,4} \% \quad (IV.9)$$

Выражая отношение $21 : RO_{2max}$ через A , получаем

$$CO = \frac{21(1 - RO_2/RO_{2max}) - O_2}{A - 0,4} \quad (IV.10)$$

Значения величины A для различных видов топлива приведены в табл. 32.

Т а б л и ц а 32

Значения величин RO_{2max} и A для некоторых видов топлива

Топливо	$RO_{2max}, \%$	A	Топливо	$RO_{2max}, \%$	A
Коксовый газ	10,5	2,0	Каменный уголь	18,7	1,12
Природный газ	11,8	1,78	Бурый уголь	19,5	1,08
Нефтепромысловый газ	13,0	1,61	Торф	19,5	1,08
Сжиженный газ	14,0	1,50	Генераторный газ	20,0	1,05
Бензин	14,8	1,42	Антрацит	20,2	1,04
Дизельное топливо	15,4	1,36	Дрова	20,5	1,02
Мазут	16,0	1,31	Кокс	20,6	1,02
Мазут (тяжелый)	16,5	1,27	Доменный газ	24,5	0,86

Подставляя в формулу (IV.10) значения RO_{2max} для различных видов топлива, получаем следующие формулы для подсчета процентного содержания окиси углерода в продуктах неполного сгорания, не содержащих водорода, метана и других горючих компонентов [38].

Для твердого топлива с малым выходом летучих веществ: кокса

$$CO = \frac{21 - 1,02RO_2 - O_2}{0,62} \% \quad (IV.11)$$

антрацита

$$CO = \frac{21 - 1,04RO_2 - O_2}{0,64} \% \quad (IV.12)$$

каменного угля

$$CO = \frac{21 - 1,12RO_2 - O_2}{0,72} \% \quad (IV.13)$$

для газообразного топлива с малым содержанием водорода и углеводородов — доменного газа

$$CO = \frac{21 - 0,86CO_2 - O_2}{0,46} \% \quad (IV.14)$$

При сгорании углерода в стехиометрическом количестве воздуха в продуктах сгорания содержится 21% CO_2 . В разбавленном воздухом продуктах сгорания углерода сумма CO_2 и O_2 также равна 21%. Следовательно, $CO_2 = (21 - O_2) \%$.

Если в топливе присутствуют водород и кислород, в продуктах его сгорания содержание CO_2 зависит от расхода кислорода воздуха на горение водорода. В этом случае $CO_2 = (21 - O_2)/(1 + \beta)$. Величина β зависит от соотношения углерода, водорода и кислорода в горючей массе топлива и является, таким образом, одной из его характеристик.

Величина β для важнейших видов топлива имеет следующие значения:

Антрацит	0,04—0,05	Сланцы	0,2—0,3
Торф	0,07—0,08	Мазут	0,29—0,34
Бурые угли	0,05—0,11	Природный газ	0,78
Каменные угли	0,10—0,14		

Пользуясь характеристикой β , содержание CO в продуктах неполного сгорания, не содержащих H_2 и CH_4 , можно подсчитать по формуле

$$\text{CO} = \frac{21 - \text{RO}_2(1 + \beta) - \text{O}_2}{0,6 + \beta}. \quad (\text{IV.15})$$

Продукты неполного сгорания, содержащие CO , H_2 и CH_4 . При содержании в продуктах неполного сгорания CO , H_2 и CH_4 в числитель формулы для подсчета $\text{RO}_{2\text{max}}$ входит количество RO_2 , образующееся при сгорании всех горючих компонентов, т. е. $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, а в знаменатель — количество кислорода в продуктах сгорания за вычетом кислорода, расходуемого на окисление всех горючих компонентов, т. е.

$$\text{O}_2 - (0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 2\text{CH}_4).$$

Следовательно, в общем виде

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,76(\text{O}_2 - 0,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2 - 2\text{CH}_4)} \%, \quad (\text{IV.16})$$

а с учетом уменьшения объема сухих газов в результате сгорания горючих компонентов и конденсации образующегося водяного пара по более точной формуле [37]

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,76(\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)} \%. \quad (\text{IV.17})$$

ВЛАЖНЫЕ ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ

Объем влажных продуктов сгорания V_{Σ} превышает объем сухих продуктов сгорания $V_{\Sigma \text{ г}}$ вследствие наличия водяного пара, образующегося при сгорании водорода и при испарении влаги, содержащейся в топливе. Небольшое количество водяного пара вносится также с воздухом, поступающим в топку.

Соотношение стехиометрических объемов сухих и влажных продуктов сгорания обозначают

$$B = V_{\Sigma \text{ г}}^0 : V^0. \quad (\text{IV.18})$$

При сжигании топлива, не содержащего водорода и влаги, величина B равна единице. С увеличением содержания водорода и влаги величина B соответственно снижается. На основе табулированных значений величины B и объема сухих продуктов сгорания, определенного по формулам (III.35) и (III.38), можно приближенно установить объем влажных продуктов сгорания.

По аналогии с величиной $\text{RO}_{2\text{max}}$ для сухих продуктов сгорания подсчитывают величину $\text{H}_2\text{O}_{\text{max}}$, т. е. максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания [39]:

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{max}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot 100}{V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}}, \quad (\text{IV.19})$$

и $\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}}$ — максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания в пересчете на стехиометрический объем сухих продуктов сгорания:

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot 100}{V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}} \%. \quad (\text{IV.20})$$

Таблица 33

Состав влажных продуктов сгорания и значение величины $H_2O'_{\max}$ основных компонентов газообразного топлива [37]

Компонент	Содержание, %			Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B	$H_2O'_{\max}$, %
	H_2O	CO_2	N_2		
Водород	34,8	—	65,2	0,65	53,5
Метан	19,0	9,5	71,5	0,81	23,5
Этан	16,5	11,0	72,5	0,83	19,7
Пропан	15,5	11,6	72,9	0,85	18,4
Бутан	15,0	12,0	73,0	0,85	17,7
Пентан	14,6	12,3	73,1	0,85	17,1
Этилен	13,0	13,0	74,0	0,87	14,9
Пропилен	13,0	13,0	74,0	0,87	14,9
Бутилен	13,0	13,0	74,0	0,87	14,9

Таблица 34

Состав влажных продуктов сгорания (при $\alpha=1$) и значения величин $H_2O'_{\max}$ и B твердого и жидкого топлива

Топливо	Содержание влаги в топливе, % (по массе)	Состав продуктов сгорания, % (объемн.)			Соотношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B	Максимальное отношение влаги к объему сухих продуктов сгорания $H_2O'_{\max}$, %	Отношение объемов $H_2O : RO_2$
		H_2O	RO_2	N_2			
Углерод	0	0	21	79	1	0	0
Антрацит	5	5	19	76	0,95	5	0,25
Полуантрацит	5	6	18	76	0,94	7	0,33
Каменный уголь							
тощий	5	7	18	75	0,93	8	0,39
газовый	7	9	17	74	0,91	10	0,53
Бурый уголь							
челябинский	17	13	17	70	0,87	15	0,76
канско-ачинский	32	16	16	68	0,84	19	1,0
подмосковный	33	19	16	65	0,81	23	1,20
александринский	53	30	13	57	0,70	43	3,0
Сланцы эстонские	15	17	16	67	0,83	21	1,05
Торф							
кусковой	40	23	15	62	0,77	30	1,53
фрезерный	50	28	14	58	0,72	39	2,0
Дрова	40	25	15	60	0,75	33	1,66
Мазут сернистый	3	12	14	74	0,88	14	0,85
Природный газ	0	19	10	71	0,81	23	1,9

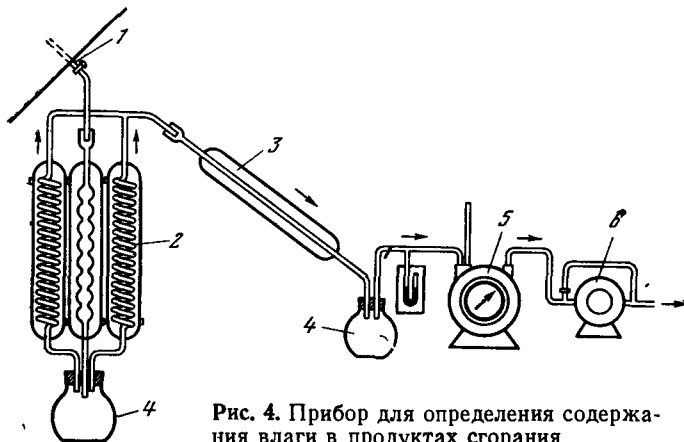


Рис. 4. Прибор для определения содержания влаги в продуктах сгорания

Значения величины $H_2O'_{\max}$ для различных видов топлива даны в табл. 33 и 34.

Содержание водяного пара H_2O' в продуктах сгорания, разбавленных воздухом, можно подсчитать по отношению к объему сухих газов $V_{c.g}^0$ по формуле

$$H_2O' = H_2O'_{\max} : h, \quad (IV.21)$$

где h — коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания:

$$h = \frac{V_{c.g}^0}{V_{c.g}^0} = \frac{RO_{2\max}}{RO_2 + CO + CH_4}.$$

Содержание водяного пара в продуктах сгорания можно определить при помощи простого прибора. Продукты сгорания для определения содержания в них H_2O отбирают эксгаустером 6 через газозаборную трубку 1 и пропускают через водяные холодильники 2 и 3, соединенные с приемниками 4 образующегося конденсата. Конденсат взвешивают, а количество пропущенных через холодильники продуктов сгорания измеряют газовым счетчиком 5 (рис. 4).

Количество водяного пара по отношению к сухим газам, пропущенным через холодильники, в процентах по объему подсчитывают по формуле

$$H_2O = \frac{22,4m \cdot 100}{18V_{c.g}} = \frac{124m}{V_{c.g}} \%, \quad (IV.22)$$

где $V_{c.g}$ — приведенный к нормальным условиям объем сухих газов, пропущенных через установку, л; m — масса сконденсировавшегося пара, г.

Объем водяного пара V_{H_2O} , поступивший в продукты сгорания, примененные в качестве теплоносителя, из нагреваемой шихты или высушиваемого материала, можно подсчитать по формуле

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^{\Sigma} - V_{H_2O}^{\text{топл}} \%, \quad (IV.23)$$

где $V_{H_2O}^{\Sigma}$ — замеренное суммарное количество водяного пара, % к объему сухих продуктов сгорания; $V_{H_2O}^{\text{топл}}$ — количество водяного пара, образующееся при сжигании топлива, % к объему сухих продуктов сгорания.

Глава V

ПОДСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА И КОЭФФИЦИЕНТА РАЗБАВЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА

Коэффициент избытка воздуха α показывает отношение поступившего в установку воздуха $V_{\text{в}}$ к объему воздуха, необходимому для полного сгорания топлива в соответствии со стехиометрическими уравнениями $V_{\text{в}}^0$:

$$\alpha = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{в}}^0} = \frac{V_{\text{в}}^0 + V_{\text{в}}^{\text{изб}}}{V_{\text{в}}^0}. \quad (\text{V.1})$$

Сжигание топлива с недостаточным для полного сгорания объемом воздуха ведет к потерям тепла и загрязнению воздушного бассейна окисью углерода и другими продуктами неполного сгорания. Увеличение же избытка воздуха сверх оптимального приводит к возрастанию потерь тепла с уходящими газами, может существенно снизить температуру в топке и обусловить этим неполное сгорание топлива. Поэтому большое значение имеет применение методов сжигания топлива и выбор конструкций горелок, форсунок и топок, обеспечивающих полноту сгорания топлива при минимальном избытке воздуха.

Сжигание с минимальным избытком воздуха особенно важно при работе на сернистом топливе во избежание окисления продукта сгорания серы: сернистого газа SO_2 в значительно более коррозионно-активный SO_3 . Поэтому для обеспечения оптимального процесса сгорания топлива необходимо контролировать избыток воздуха α в топке.

При наличии присосов воздуха по тракту котлоагрегата или печи коэффициент избытка воздуха, обуславливающий увеличение потерь тепла с уходящими газами, может сильно возрастать. Для определения присосов воздуха по тракту и составления тепловых балансов элементов котельного агрегата или печной установки определяют коэффициенты избытка воздуха по тракту установки.

При полном сгорании топлива коэффициент избытка воздуха можно подсчитать по отношению азота N_2 , содержащегося в сухих продуктах сгорания, к количеству азота, сопутствующего кислороду, израсходованному на горение топлива, $\text{N}_2 - \text{N}_{2\text{изб}}$. Следовательно,

$$\alpha = \frac{\text{N}_2}{\text{N}_2 - \text{N}_{2\text{изб}}} = \frac{1}{1 - \text{N}_{2\text{изб}}/\text{N}_2}, \quad (\text{V.2})$$

где O_2 — содержание избыточного кислорода в продуктах полного сгорания.

Эту формулу применяют в различных модификациях. Так, деля числитель и знаменатель на N_2 , получают

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \text{O}_2/\text{N}_2}, \quad (\text{V.3})$$

а умножая числитель и знаменатель на процентное содержание кислорода в воздухе, придают формуле следующий вид:

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79O_2/N_2}. \quad (V.4)$$

При использовании топлива в технологических печах и в особенности в установках, генерирующих защитные газы, предохраняющие металл от окисления и обезуглероживания, процесс горения осуществляют при α , значительно меньшем единицы. В этих случаях α правильнее называть не коэффициентом избытка, а коэффициентом расхода воздуха.

При производстве защитных газов коэффициент расхода воздуха поддерживают примерно равным 0,5. В этих случаях для устранения потерь тепла вследствие неполноты горения дожигают горючие компоненты, содержащиеся в продуктах неполного сгорания.

Для подсчета α при неполном сгорании топлива необходимо вычесть из общего содержания кислорода в сухих продуктах сгорания количество кислорода, эквивалентное его расходу на окисление горючих компонентов:

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}. \quad (V.5)$$

Приведенные формулы справедливы лишь при сжигании топлива с небольшим содержанием азота. При сжигании доменных, генераторных и ваграночных газов необходимо учитывать присутствие в газе N_2 . Тогда формулы (V.1) и (V.5) приобретают вид

$$\alpha = \frac{N_2 - N_2^{газа}/V_{с.г}}{N_2 - N_2^{газа}/V_{с.г} - 3,76O_2}; \quad (V.6)$$

$$\alpha = \frac{N_2 - N_2^{газа}/V_{с.г}}{N_2 - N_2^{газа}/V_{с.г} - 3,76 \cdot (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}. \quad (V.7)$$

При сжигании антрацита, кокса, дров, генераторных газов и других видов топлива с RO_{2max} , близким к 21%, коэффициент избытка воздуха можно приближенно подсчитать по содержанию кислорода в продуктах полного сгорания

$$\alpha = 21 : (21 - O_2). \quad (V.8)$$

Формулы (V.1) — (V.8) применимы лишь при работе топок на воздухе, не обогащенном кислородом.

При сжигании топлива в воздухе, обогащенном кислородом, без присосов атмосферного воздуха коэффициент избытка воздуха можно подсчитать по формулам, аналогичным приведенным выше, с заменой величин 21 и 79% процентным содержанием O_2 и N_2 в воздухе, обогащенном кислородом.

Ниже описана простая методика подсчета коэффициента избытка воздуха и кислорода, применимая при сжигании топлива в воздухе, в кислороде и в воздухе, обогащенном кислородом, без определения содержания кислорода в дутье [40].

Коэффициент избытка кислорода или воздуха при полном сгорании топлива равен

$$\alpha = (O_{2\text{ изб}} + O_{2\text{ необх}}) : O_{2\text{ необх}}. \quad (V.9)$$

При полном сгорании топлива количество кислорода, теоретически необходимое для сгорания, равно количеству кислорода, вступившего в реакцию с углеродом, серой и водородом топлива с образованием RO_2

(т. е. $\text{CO}_2 + \text{SO}_2$) и H_2O . Следовательно, количество кислорода, израсходованного на горение топлива, равно

$$\text{O}_{2\text{необх}} = \text{RO}_2 + 0,5\text{H}_2\text{O}. \quad (\text{V.10})$$

Подставляя в формулу (V.9) вместо $\text{O}_{2\text{необх}}$ $\text{RO}_2 + 0,5\text{H}_2\text{O}$, получаем

$$\alpha = \frac{\text{O}_{2\text{изб}} + \text{RO}_2 + 0,5\text{H}_2\text{O}}{\text{RO}_2 + 0,5\text{H}_2\text{O}}. \quad (\text{V.11})$$

Для удобства подсчета α по составу сухих продуктов сгорания формуле (V.11) придают следующий вид:

$$\alpha = (\text{O}_2 + n\text{RO}_2) : n\text{RO}_2, \quad (\text{V.12})$$

где n — коэффициент, показывающий отношение объема кислорода, израсходованного на горение топлива с образованием RO_2 и H_2O , к объему RO_2 в продуктах сгорания:

$$n = (\text{RO}_2 + 0,5\text{H}_2\text{O}) : \text{RO}_2. \quad (\text{V.13})$$

Значения коэффициента n для различных видов топлива следующие:

<i>Газообразное топливо</i>			
Горючие газы		Нефтезаводский газ	1,75
метан	2,0	Сжиженный газ	1,65
пропан	1,67	Генераторный газ из	
бутан	1,625	подмосковного угля	0,75
ацетилен	1,25	газового угля	0,75
окись углерода	0,5	торфа	0,73
Коксовый газ очищенный	2,28	древесины	0,73
Коксовый газ неочищенный	2,20	челябинского угля	0,70
Природный газ	2,00	кокса	0,65
Нефтепромысловый газ районов		антрацита	0,64
Небитдаг	1,87	Доменный газ	0,41
Азнефть	1,86		
Грознефть	1,82		
Ишимбаево	1,75		
<i>Жидкое топливо</i>			
Бензин	1,52	Мазут малосернистый	1,35
Керосин	1,48	Бензол	1,25
Мазут сернистый	1,40		
<i>Твердое топливо</i>			
Кокс	1,05	Бурый уголь	
Антрацит донецкий	1,05	подмосковный	1,10
Полуантрацит		богословский	1,16
егоршинский	1,10	челябинский	1,11
Каменный уголь		читинский	
тошый		тарбагатайский	1,11
донецкий	1,13	арабогарский	1,10
кузнецкий	1,12	халыртинский	1,06
паровичный жирный		амурский	
донецкий	1,15	кивдинский	1,06
карагаидинский	1,15	райчихинский	1,04
		приморский	
		артемовский	1,13

кизеловский	1,18	украинский	
ткварчельский	1,16	александрыйский	1,16
газовый		узбекский	
донецкий	1,15	аигренский	1,06
кузнецкий (леининский)	1,16	киргизский	
уральский (буланаш-ский)	1,14	кизыл-кийский	1,09
грузинский (тквибульский)	1,16	сулюктинский	1,07
длиннопламенный		таджикский	
донецкий	1,15	шурабский	1,05
минусинский	1,14	Торф	
черемховский	1,15	кусковой	1,09
тавричаиский	1,13	фрезерный	1,09
		Дрова	1,03

При неполном сгорании топлива коэффициент избытка воздуха или кислорода подсчитывают по формуле

$$\alpha = \frac{O_2 - (0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4) + n(CO_2 + CO + CH_4)}{n(CO_2 + CO + CH_4)}. \quad (V.14)$$

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМА СУХИХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Отношение реального объема сухих продуктов сгорания $V_{с.г}$ к теоретическому объему сухих газов, получаемому при полном сгорании топлива без избытка воздуха $V_{с.г}^0$, называется коэффициентом изменения объема сухих продуктов сгорания

$$h = V_{с.г} : V_{с.г}^0.$$

При полном сгорании топлива $V_{с.г} = V_{с.г}^0 + V_{в}^{изб}$ и величина h определяет степень разбавления сухих продуктов сгорания избыточным воздухом:

$$h = (V_{с.г}^0 + V_{в}^{изб}) : V_{с.г}^0. \quad (V.15)$$

В соответствии с балансом углерода в продуктах полного сгорания

$$V_{с.г}^0 CO_{2 \max} = V_{с.г} CO_2.$$

Отсюда

$$V_{с.г} / V_{с.г}^0 = CO_{2 \max} / CO_2.$$

Следовательно, коэффициент разбавления сухих продуктов полного сгорания равен

$$h = CO_{2 \max} : CO_2, \quad (V.16)$$

а для сернистого топлива

$$h = RO_{2 \max} : RO_2. \quad (V.17)$$

Отсюда содержание избыточного воздуха в сухих продуктах полного сгорания равно $(h-1)$ м³ на 1 м³ сухих продуктов сгорания, не разбавленных воздухом [37].

Обозначив через B отношение не разбавленных воздухом сухих и влажных продуктов полного сгорания ($V_{с.г}^0 : V_{\Sigma}^0$), содержание избыточного воздуха в пересчете на 1 м³ влажных продуктов полного сгорания можно записать $(h-1)B$ м³.

При неполном сгорании коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания h подсчитывают с учетом содержания в них потенциального CO_2 , т. е. суммы углеродсодержащих газов $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$. Следовательно, в этом случае

$$h = \text{CO}_{2\text{max}} / (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4), \quad (\text{V.18})$$

а для сернистого топлива

$$h = \text{RO}_{2\text{max}} / (\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4). \quad (\text{V.19})$$

При неполном сгорании величина h может быть меньше единицы.

Коэффициент изменения объема сухих продуктов неполного сгорания обычно условно именуют коэффициентом разбавления сухих продуктов сгорания, т. е. применяют термин, точное наименование которого справедливо лишь при наличии продуктов полного сгорания.

Если теоретический объем сухих продуктов полного сгорания топлива $V_{\text{с.г}}^0$ мало отличается от объема воздуха, расходуемого в этих условиях, т. е. от $V_{\text{в}}^0$, то величины

$$h = (V_{\text{с.г}}^0 + V_{\text{в}}^{\text{изб}}) : V_{\text{с.г}} \quad \text{и} \quad \alpha = (V_{\text{в}}^0 + V_{\text{в}}^{\text{изб}}) : V_{\text{в}}^0$$

также близки между собой.

Подобное положение вещей характерно для антрацита, кокса и других видов топлива с весьма высоким содержанием углерода в горючей массе и малым расходом кислорода и воздуха на горение водорода.

Величины h и α близки и при сжигании дров, в состав горючей массы которых наряду с водородом входит кислород в количестве, почти эквивалентном стехиометрическому по отношению к водороду.

Однако при сжигании топлива, объем сухих продуктов сгорания которого в теоретических условиях $V_{\text{с.г}}^0$ сильно отличается от объема воздуха, необходимого для сгорания топлива $V_{\text{в}}$, имеется значительное различие между величинами h и α . Например, при сжигании доменного газа с избытком воздуха величина h значительно меньше α , так как вследствие высокого содержания азота в доменном газе объем сухих продуктов сгорания значительно больше объема воздуха, необходимого для сгорания газа. У генераторных газов объем сухих продуктов сгорания также превышает объем воздуха и, следовательно, $h < \alpha$.

При сгорании топлива с высоким содержанием углеводов или молекулярного водорода (мазут, керосин, бензин, газы — сжиженный, нефтепромысловый, природный, коксовый) объем сухих продуктов сгорания меньше объема воздуха, расходуемого на горение топлива, и $h > \alpha$. Так, при сгорании 1 м³ пропана с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 2$, по уравнению



расходуется 47,6 м³ воздуха и образуется 45,6 м³ сухих продуктов сгорания следующего состава, %: 6,6 CO_2 ; 11,0 O_2 ; 82,4 N.

$\text{CO}_{2\text{max}}$ пропана = 13,8%; $h = \text{CO}_{2\text{max}} : \text{CO}_2 = 13,8 : 6,6 = 2,09$. Следовательно, $h > \alpha$.

ПОДСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА ПО КОЭФФИЦИЕНТУ РАЗБАВЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Взаимосвязь коэффициентов избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов сгорания h можно установить, выразив объем избыточного воздуха $V_{\text{в}}^{\text{изб}}$ через α и h .

Коэффициент избытка воздуха по формуле (V.1) равен

$$\alpha = (V_{\text{в}}^0 + V_{\text{в}}^{\text{изб}}) : V_{\text{в}}^0.$$

Отсюда

$$V_B^{\text{изб}} = V_B^0 (\alpha - 1). \quad (\text{V.20})$$

Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания по формуле (V.15) равен

$$h = (V_{\text{с.г}}^0 + V_B^{\text{изб}}) : V_{\text{с.г}}^0.$$

Следовательно,

$$V_B^{\text{изб}} = V_{\text{с.г}}^0 (h - 1). \quad (\text{V.21})$$

Из уравнений (V.20) и (V.21) следует, что

$$V_B^0 (\alpha - 1) = V_{\text{с.г}}^0 (h - 1). \quad (\text{V.22})$$

Отсюда

$$(\alpha - 1) = (h - 1) \frac{V_{\text{с.г}}^0}{V_B^0}; \quad (\text{V.23})$$

и

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{\text{с.г}}^0}{V_B^0}. \quad (\text{V.24})$$

Обозначив через Y отношение объема сухих продуктов сгорания к объему воздуха при полном сгорании топлива ($V_{\text{с.г}}^0 : V_B^0$), получаем

$$\alpha = 1 + (h - 1) Y. \quad (\text{V.25})$$

Значения величины Y для основных видов твердого, жидкого и газообразного топлива даны в табл. 35. Приводим примерный подсчет величин α и h .

Продукты полного сгорания природного газа содержат 10,0% CO_2 .

1. По формуле (IV.5) определяем присутствие в сухих продуктах сгорания кислорода при содержании в них 10% CO_2 :

$$\text{O}_2 = 3,2\%.$$

2. Подсчитываем содержание N_2 в продуктах полного сгорания:

$$\text{N}_2 = 100 - (\text{CO}_2 + \text{O}_2) = 100 - (10 + 3,2) = 86,8\%.$$

3. Подсчитываем α по формуле (V.2):

$$\alpha = \frac{\text{O}_2}{\text{N}_2 - 3,76 \text{O}_2} = \frac{86,8}{86,8 - 3,76 \cdot 3,2} = 1,16.$$

Подсчет α по упрощенной методике

1. По табл. 129 определяем содержание в продуктах сгорания кислорода при наличии в них 10,0% CO_2 :

$$\text{O}_2 = 3,2\%.$$

2. Подсчитываем α по формуле (V.12):

$$\alpha = \frac{n\text{CO}_2 + \text{O}_2}{n\text{CO}_2} = \frac{2 \cdot 10 + 3,2}{2 \cdot 10} = 1,16.$$

Подсчет h

1. По табл. 32 определяем $\text{CO}_{2\text{max}}$ для природного газа:

$$\text{CO}_{2\text{max}} = 11,8\%.$$

2. Подсчитываем h по формуле (V.16):

$$\text{CO}_{2\text{max}} : \text{CO}_2 = 11,8 : 10,0 = 1,18.$$

Соотношения объемов продуктов сгорания и воздуха

Топливо	Влажность топлива, % (по массе)	Отношение объемов влажных продуктов сгорания и воздуха	Отношение объемов сухих продуктов сгорания и воздуха Y
Углерод	0	1,00	1,00
Антрацит	5	1,03	0,99
Полуантрацит	5	1,04	0,98
Каменный уголь тощий	5	1,05	0,98
Каменный уголь газовый	7	1,07	0,97
Мазут	3	1,07	0,95
Сжиженный газ	0	1,08	0,92
Нефтезаводской газ	0	1,10	0,92
Природный газ	0	1,10	0,90
Бурый уголь челябинский	17	1,12	0,98
Сланцы эстонские	15	1,16	0,97
Бурый уголь канско-ачинский	32	1,17	0,98
Бурый уголь подмосковный	33	1,20	0,98
Коксовый газ	0	1,20	0,90
Водород	0	1,21	0,79
Торф кусковой	40	1,28	0,99
Водяной газ	0	1,28	1,03
Дрова	40	1,33	0,99
Торф фрезерный	50	1,36	0,99
Бурый уголь александровский	53	1,38	0,98
Доменный газ	0	2,10	2,00

Подсчет α по коэффициенту разбавления h

По формуле (V.24)

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{с.г}^0}{V_{в}^0}.$$

Для природного газа по табл. 35

$$Y = V_{с.г}^0 : V_{в}^0 = 0,9.$$

Следовательно,

$$\alpha = 1 + (1,18 - 1) \cdot 0,9 = 1,16.$$

Если задано значение коэффициента избытка воздуха α , то коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания h можно подсчитать по формуле

$$h = 1 - (\alpha - 1) \frac{1}{Y}. \quad (V.26)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОЕМКОСТИ ТОПЛИВА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

ТЕПЛОЕМКОСТЬ МОЛЬНАЯ, МАССОВАЯ И ОБЪЕМНАЯ

Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для нагревания единицы массы вещества на 1°C . За единицу массы вещества в технических расчетах принимают 1 кмоль, 1 кг и 1 м^3 при нормальных условиях (для газов). В соответствии с этим различают теплоемкость мольную, массовую и объемную. Массовая теплоемкость c равна мольной μc , деленной на молекулярный вес данного вещества M . Объемная теплоемкость C газа равна мольной теплоемкости, деленной на объем 1 моля идеального газа в кубометрах при нормальных условиях [41], т. е. на 22,41. Следовательно, мольная, массовая и объемная теплоемкости газов связаны уравнением

$$\mu c = cM = C \cdot 22,41.$$

Отсюда объемная теплоемкость газообразных продуктов сгорания топлива

$$C = cM/22,41.$$

Теплоемкость газа зависит от того, в каких условиях осуществляется его нагревание (или охлаждение) — при постоянном давлении или при постоянном объеме. При нагревании газа при постоянном давлении затрачивается энергия на расширение газа. Вследствие этого теплоемкость при постоянном давлении больше теплоемкости при постоянном объеме [41].

Подсчитывая эффективность использования топлива в печах и котлах, обычно используют значения теплоемкости при постоянном давлении. Средняя теплоемкость — количество тепла, необходимое для изменения температуры единицы массы (или объема) вещества на 1 град в заданном температурном интервале, т. е. от t_1 до t_2 .

Теплоемкость возрастает с повышением температуры, поэтому при нагреве воздуха или топлива от температуры t_1 до температуры t_2 истинная теплоемкость при температуре t_2 больше истинной теплоемкости при температуре t_1 , а средняя теплоемкость от t_1 до t_2 больше истинной теплоемкости при температуре t_1 , но меньше истинной теплоемкости при температуре t_2 . При охлаждении продуктов сгорания от температуры t_1 до температуры t_2 средняя теплоемкость в интервале температур от t_1 до t_2 меньше истинной теплоемкости при начальной температуре t_1 и больше истинной теплоемкости при конечной температуре t_2 . При определении эффективности использования топлива и подсчетах располагаемого тепла продуктов сгорания обычно применяют средние теплоемкости.

ТЕПЛОЕМКОСТЬ ПРОДУКТОВ ПОЛНОГО СГОРАНИЯ В СТЕХИОМЕТРИЧЕСКОМ ОБЪЕМЕ ВОЗДУХА

При сгорании углерода топлива в воздухе по уравнению $(21C + 21O_2 + 79N_2 = 21CO_2 + 79N_2)$ на каждый объем CO_2 в продуктах сгорания приходится $79 : 21 = 3,76$ объема N_2 .

При сгорании антрацита, тощих каменных углей и других видов топлива с высоким содержанием углерода образуются продукты сгорания, близкие по составу к продуктам сгорания углерода.

При сгорании водорода по уравнению



на каждый объем H_2O приходится $79 : 42 = 1,88$ объема азота.

В продуктах сгорания природного, сжиженного и коксового газов, жидкого топлива, дров, торфа, бурого угля, длиннопламенного и газового каменного угля и других видов топлива со значительным содержанием водорода в горючей массе образуется большое количество водяного пара, иногда превышающее объем CO_2 . Присутствие влаги в топ-

Таблица 36

Средняя объемная теплоемкость газов от 0 до t

$t, ^\circ C$	Теплоемкость, ккал/(м ³ · °C)									
	CO_2	H_2O	N_2	O_2	Воздух	CO	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4
0	0,3821	0,3569	0,3092	0,3119	0,3098	0,3103	0,3049	0,3702	0,5278	0,4363
100	0,4061	0,3595	0,3095	0,3147	0,3106	0,3109	0,3083	0,3922	0,5959	0,4925
200	0,4269	0,3636	0,3104	0,3189	0,3122	0,3122	0,3098	0,4201	0,6627	0,5452
300	0,4449	0,3684	0,3121	0,3239	0,3146	0,3145	0,3103	0,4505	0,7274	0,5960
400	0,4609	0,3739	0,3164	0,3290	0,3174	0,3174	0,3110	0,4814	0,7602	0,6415
500	0,4750	0,3797	0,3171	0,3339	0,3207	0,3207	0,3117	0,5112	0,8485	0,6839
600	0,4875	0,3857	0,3201	0,3384	0,3240	0,3242	0,3124	0,5400	0,9023	0,7227
700	0,4988	0,3920	0,3233	0,3426	0,3274	0,3277	0,3134	0,5677	0,9521	0,7571
800	0,5090	0,3984	0,3265	0,3463	0,3306	0,3311	0,3145	0,5957	0,9986	0,7901
900	0,5181	0,4050	0,3295	0,3498	0,3338	0,3343	0,3159	0,6216	1,0418	0,8196
1000	0,5263	0,4115	0,3324	0,3529	0,3367	0,3374	0,3174	0,6447	1,0818	0,8472
1100	0,5338	0,4180	0,3352	0,3557	0,3395	0,3403	0,3191	0,6655	1,1187	0,8731
1200	0,5407	0,4244	0,3378	0,3584	0,3422	0,3430	0,3208	0,6838	1,1525	0,8968
1300	0,5469	0,4306	0,3404	0,3608	0,3447	0,3455	0,3227			
1400	0,5526	0,4366	0,3427	0,3631	0,3470	0,3479	0,3246			
1500	0,5578	0,4425	0,3449	0,3653	0,3492	0,3501	0,3266			
1600	0,5626	0,4481	0,3470	0,3673	0,3513	0,3522	0,3285			
1700	0,5671	0,4537	0,3490	0,3693	0,3532	0,3541	0,3304			
1800	0,5712	0,4589	0,3508	0,3712	0,3551	0,3559	0,3324			
1900	0,5750	0,4639	0,3525	0,3730	0,3568	0,3576	0,3343			
2000	0,5785	0,4688	0,3541	0,3748	0,3585	0,3592	0,3362			
2100	0,5818	0,4735	0,3557	0,3764	0,3600	0,3607	0,3378			
2200	0,5848	0,4779	0,3571	0,3781	0,3615	0,3621	0,3398			
2300	0,5876	0,4822	0,3585	0,3797	0,3629	0,3634	0,3416			
2400	0,5902	0,4864	0,3598	0,3813	0,3643	0,3647	0,3433			
2500	0,5926	0,4903	0,3610	0,3828	0,3655	0,3659	0,3451			

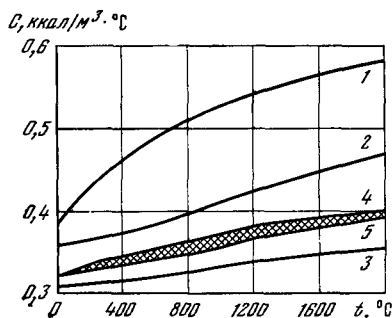
ливе, естественно, повышает содержание водяного пара в продуктах сгорания.

Состав продуктов полного сгорания основных видов топлива в стехиометрическом объеме воздуха приведен в табл. 34. Из данных этой таблицы видно, что в продуктах сгорания всех видов топлива содержание N_2 значительно превышает суммарное содержание $CO_2 + H_2O$, а в продуктах сгорания углерода оно составляет 79%.

В продуктах сгорания водорода содержится 65% N_2 , в продуктах сгорания природного и сжиженного газов, бензина, мазута и других видов углеводородного топлива его содержание составляет 70—74%.

Рис. 5. Объемная теплоемкость продуктов сгорания

- 1 — CO_2 ;
- 2 — H_2O ;
- 3 — N_2 ;
- 4 — продукты сгорания углерода ($CO_2 + 3,76N_2$);
- 5 — продукты сгорания водорода ($H_2O + 1,88N_2$).



Среднюю теплоемкость продуктов полного сгорания, не содержащих кислорода, можно подсчитать по формуле

$$C = 0,01(C_{CO_2}CO_2 + C_{SO_2}SO_2 + C_{H_2O}H_2O + C_{N_2}N_2) \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}), \quad (\text{VI.1})$$

где C_{CO_2} , C_{SO_2} , C_{H_2O} , C_{N_2} — объемные теплоемкости двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота, а CO_2 , SO_2 , H_2O и N_2 — содержание соответствующих компонентов в продуктах сгорания, % (объемн.).

Содержание кислотных окислов CO_2 и SO_2 при анализе продуктов сгорания определяют совместно путем поглощения раствором КОН.

Поскольку содержание CO_2 в десятки раз превышает содержание SO_2 , а объемные теплоемкости их мало различаются, при подсчете теплоемкости продуктов сгорания обычно исходят из содержания в них RO_2 , т. е. суммы CO_2 и SO_2 , принимая теплоемкость RO_2 равной теплоемкости CO_2 .

В соответствии с этим формула (VI.1) приобретает следующий вид:

$$C = 0,01 \cdot (C_{CO_2}RO_2 + C_{H_2O}H_2O + C_{N_2}N_2) \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}). \quad (\text{VI.2})$$

Средняя объемная теплоемкость CO_2 , H_2O и N_2 в интервале температур от 0 до 2500°C приведена в табл. 36. Кривые, характеризующие изменение средней объемной теплоемкости этих газов с повышением температуры, показаны на рис. 5.

Из приведенных в табл. 16 данных и кривых, изображенных на рис. 5, видно следующее:

1. Объемная теплоемкость CO_2 значительно превосходит теплоемкость H_2O , которая, в свою очередь, превышает теплоемкость N_2 во всем интервале температур от 0 до 2000°C .

2. Теплоемкость CO_2 возрастает с увеличением температуры быстрее, чем теплоемкость H_2O , а теплоемкость H_2O быстрее, чем теплоемкость N_2 . Однако, несмотря на это, средневзвешенные объемные теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в стехиометрическом объеме воздуха мало различаются [34].

Указанное положение, несколько неожиданное на первый взгляд, обусловлено тем, что в продуктах полного сгорания углерода в воздухе на каждый кубический метр CO_2 , обладающей наиболее высокой объемной теплоемкостью, приходится $3,76 \text{ м}^3 N_2$ с минимальной объемной

Средние объемные теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха, ккал/(м³·°С)

t, °С	Теплоемкость продуктов сгорания		Среднее значение теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода	Отклонения от среднего значения	Процент отклонения $\frac{\Delta C \cdot 100}{C_{\text{ср}}}$
	углерода	водорода			
0	0,325	0,326	0,325	0,001	0,3
100	0,330	0,327	0,328	0,002	0,7
200	0,335	0,329	0,332	0,003	1,0
300	0,340	0,332	0,336	0,004	1,2
400	0,345	0,335	0,340	0,005	1,5
500	0,350	0,339	0,345	0,006	1,7
600	0,355	0,343	0,349	0,006	1,7
700	0,360	0,347	0,353	0,006	1,7
800	0,364	0,351	0,357	0,007	2,0
900	0,368	0,355	0,361	0,007	2,0
1000	0,373	0,360	0,366	0,007	2,0
1100	0,377	0,364	0,370	0,007	2,0
1200	0,380	0,368	0,374	0,006	1,7
1300	0,383	0,372	0,377	0,006	1,7
1400	0,387	0,376	0,381	0,006	1,6
1500	0,390	0,379	0,385	0,006	1,6
1600	0,393	0,382	0,388	0,005	1,3
1700	0,395	0,385	0,390	0,005	1,3
1800	0,397	0,388	0,392	0,004	1,0
1900	0,399	0,391	0,395	0,004	1,0
2000	0,401	0,394	0,398	0,004	1,0

теплоемкостью, а в продуктах сгорания водорода на каждый кубический метр водяного пара, объемная теплоемкость которого меньше, чем у CO₂, но больше, чем у N₂, приходится вдвое меньшее количество азота (1,88 м³).

В результате этого средние объемные теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в воздухе выравниваются, как видно из данных табл. 37 и сопоставления кривых 4 и 5 на рис. 5. Различие в средневзвешенных теплоемкостях продуктов сгорания углерода и водорода в воздухе не превышает 2%. Естественно, что теплоемкости продуктов сгорания топлива, состоящего в основном из углерода и водорода, в стехиометрическом объеме воздуха лежат в узкой области между кривыми 4 и 5 (заштриховано на рис. 5).

Продукты полного сгорания различных видов топлива в стехиометрическом воздухе в интервале температур от 0 до 2100°С имеют следующую теплоемкость, ккал/(м³·°С):

Водород	0,396	Природный газ	0,400	Керосин	0,401
Метан	0,400	Нефтепромысловый газ	0,400	Мазут	0,401
Этан	0,400	Нефтезаводский газ	0,400	Кокс	0,403
Пропан	0,400	Сжиженный газ	0,400	Каменные угли	0,405
Бутан	0,400	Коксовый газ	0,401	Антрацит	0,405
Пентан	0,400	Бензин	0,401	Углерод	0,403

Колебания в теплоте емкости у продуктов сгорания различных видов топлива сравнительно невелики. У твердого топлива с высоким содержанием влаги (дрова, торф, бурые угли и т. д.) теплоте емкость продуктов сгорания в том же температурном интервале выше, чем у топлива с малым содержанием влаги (антрацита, каменных углей, мазута, природного газа и т. д.). Это объясняется тем, что при сгорании топлива с высоким содержанием влаги в продуктах сгорания повышается содержание водяного пара, обладающего более высокой теплоте емкостью по сравнению с двухатомным газом — азотом [37].

В табл. 38 приведены средние объемные теплоте емкости продуктов полного сгорания, не разбавленных воздухом, для различных интервалов температур.

Таблица 38

Значение средних теплоте емкостей не разбавленных воздухом продуктов сгорания топлива и воздуха в интервале температур от 0 до $t^{\circ}\text{C}$

$t, ^{\circ}\text{C}$	Теплоте емкость продуктов сгорания, ккал/(м ³ · °C)		Теплоте емкость, ккал/(м ³ · °C)	
	природных, нефтяных, коксовых газов, жидкого топлива, каменных углей, антрацита	дров, торфа, бурых углей, генераторного и доменного газов	воздуха	доменного газа
0—200	0,33	0,34	0,31	0,32
200—400	0,34	0,35	0,31	0,33
400—700	0,35	0,36	0,32	0,34
700—1000	0,36	0,37	0,33	0,35
1000—1200	0,37	0,38	0,34	0,36
1200—1500	0,38	0,39	0,35	—
1500—1800	0,39	0,40	0,35	—
1800—2000	0,40	0,41	0,36	—

Увеличение содержания влаги в топливе повышает теплоте емкость продуктов сгорания вследствие повышения содержания в них водяного пара в том же температурном интервале, по сравнению с теплоте емкостью продуктов сгорания топлива с меньшим содержанием влаги, и одновременно с этим понижает температуру горения топлива вследствие увеличения объема продуктов сгорания за счет водяного пара.

С повышением содержания влаги в топливе увеличивается объемная теплоте емкость продуктов сгорания в заданном температурном интервале и вместе с тем понижается температурный интервал от 0 до t_{max} вследствие снижения величины t_{max} . Поскольку теплоте емкость газов уменьшается с понижением температуры, теплоте емкость продуктов сгорания топлива с различной влажностью в интервале температур от нуля до t_{max} для данного топлива претерпевает незначительные колебания (табл. 39). В соответствии с этим можно принять теплоте емкость продуктов сгорания всех видов твердого топлива от 0 до t_{max} равной 0,405, жидкого топлива 0,401, природного, доменного и генераторного газов 0,400 ккал/(м³ · °C).

Это позволяет значительно упростить определение калориметрической и расчетной температур горения (по методике, изложенной в гл. VII). Допускаемая при этом погрешность обычно не превышает 1%, или 20°.

Из рассмотрения кривых 4 и 5 на рис. 5 видно, что отношения теплоте емкостей продуктов полного сгорания углерода в стехиометрическом объеме воздуха в интервале температур от 0 до $t^{\circ}\text{C}$, например от 0 до

Теплоемкость продуктов сгорания от 0 до $t'_{\max}$ различных видов твердого топлива с содержанием от 0 до 40% влаги, в стехиометрическом объеме воздуха [37]

Топливо	Содержание, %		Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Жаро-производительность, $t'_{\max}$, °С	Теплоемкость продуктов сгорания от 0 до $t'_{\max}$, ккал/(м³ · °С)
	влаги	зола			
Антрацит донецкий					
АС	6	13,2	6400	2150	0,406
АРШ	8	20,0	5660	2137	0,405
Полуантрацит егоршинский ПА	5,5	20,8	5920	2120	0,404
Кокс					
горючая масса	0	0	7700	2160	0,405
рабочее топливо	15	11	5610	2060	0,405
Каменный уголь					
Донецкий					
тощий Т, горючая масса	0	0	8260	2145	0,405
тощий Т, рабочее топливо	6	17,0	6320	2113	0,405
паровичный жирный, ПЖ	6	18,8	5980	2118	0,405
газовый Г	8	14,7	5900	2077	0,405
длиннопламенный Д	12	19,8	4900	2052	0,405
промпродукт ПП	7	41,8	3850	2026	0,405
Кузнецкий					
анжеро-судженский паровичный спекающийся ПС	6	12,2	6790	2117	0,405
ленинский газовый Г	8,5	10,1	6390	2080	0,405
прокопьевский слабо спекающийся СС	8,5	11,0	6480	2094	0,405
Карагандинский					
паровичный жирный и паровичный спекающийся ПЖ/ПС	8	26,0	5230	2096	0,405
Кизеловский паровичный жирный ПЖ	9	30,0	4650	2026	0,405
Воркутинский паровичный жирный ПЖ	10	20,7	5530	2078	0,405
Икварчельский (ГССР)					
паровичный жирный ПЖ	6	32,0	4630	2054	0,405
промпродукт ПП	10	36,0	3990	2021	0,404
Тквибульский (ГССР) газовый Г	12	26,4	4470	2020	0,406
Кок-Янгакский (КиргССР) газовый Г	14	21,5	4540	2020	0,406
Бурый уголь					
Челябинский	19	24,3	3700	1950	0,405
Богословский	28	25,0	2710	1790	0,405
Подмосковный	33	27,0	2300	1700	0,404
Торф					
кусковой	40	6,6	2560	1630	0,404
фрезерный	50	5,5	3030	1480	0,402
Дрова	40	0,6	3440	1610	0,405

200 и от 0 до 2100 °С практически равны отношению теплоемкостей продуктов сгорания водорода в тех же температурных интервалах. Указанное отношение теплоемкостей C' остается практически постоянным и для продуктов полного сгорания различных видов топлива в стехиометрическом объеме воздуха [37].

В табл. 40 приведены отношения теплоемкостей продуктов полного сгорания топлива с малым содержанием балласта, переходящего в газообразные продукты сгорания (антрацит, кокс, каменные угли, жидкое топливо, природные, нефтяные, коксовые газы и т. д.) в интервале температур от 0 до t °С и в интервале температур от 0 до 2100 °С. Поскольку жаропроизводительность этих видов топлива близка к 2100 °С, указанное соотношение теплоемкостей C' равно отношению теплоемкостей в интервале температур от 0 до t и от 0 до $t_{\max}$.

В табл. 40 приведены также значения величины C' , подсчитанные для продуктов сгорания топлива с высоким содержанием балласта, переходящего при сжигании топлива в газообразные продукты сгорания, т. е. влаги в твердом топливе, азота и двуокиси углерода в газообразном. Жаропроизводительность указанных видов топлива (дрова, торф, бурые угли, смешанный генераторный, воздушный и доменный газы) равна 1600—1700 °С.

Таблица 40

Отношения теплоемкостей продуктов сгорания C' и воздуха K в температурном интервале от 0 до t °С к теплоемкости продуктов сгорания от 0 до $t_{\max}$

Температура t , °С	Топливо с высокой жаропроизводительностью		Топливо с пониженной жаропроизводительностью		Температура t , °С	Топливо с высокой жаропроизводительностью		Топливо с пониженной жаропроизводительностью	
	C'	K	C'	K		C'	K	C'	K
100	0,82	0,77	0,83	0,79	1200	0,94	0,86	0,96	0,88
200	0,83	0,78	0,84	0,79	1300	0,95	0,87	0,97	0,88
300	0,84	0,79	0,86	0,80	1400	0,96	0,88	0,98	0,89
400	0,86	0,80	0,87	0,81	1500	0,97	0,89	—	—
500	0,87	0,81	0,88	0,82	1600	0,975	0,89	—	—
600	0,88	0,82	0,90	0,83	1700	0,980	0,89	—	—
700	0,89	0,83	0,91	0,84	1800	0,985	0,90	—	—
800	0,90	0,83	0,92	0,85	1900	0,990	0,90	—	—
900	0,91	0,84	0,93	0,86	2000	0,995	0,90	—	—
1000	0,92	0,85	0,94	0,87	2100	1,000	—	—	—
1100	0,93	0,86	0,95	0,87					

Как видно из табл. 40, значения C' и K мало различаются даже для продуктов сгорания топлива с разным содержанием балласта и жаропроизводительностью.

ТЕПЛОЕМКОСТЬ РЕАЛЬНЫХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

При сжигании топлива образующиеся продукты сгорания отличаются по составу от подсчитанного по стехиометрическим уравнениям вследствие содержания избыточного воздуха, а при неполноте сгорания также горючих компонентов CO , H_2 и CH_4 . В соответствии с этим среднюю теплоемкость продуктов сгорания подсчитывают по формуле, аналогичной формуле (VI.2), но отличающейся от нее более широким компонентным составом:

$$C = 0,01 (C_{\text{CO}_2} \text{RO}_2 + C_{\text{H}_2\text{O}} \text{H}_2\text{O} + C_{\text{N}_2} \text{N}_2 + C_{\text{O}_2} \text{O}_2 + C_{\text{CO}} \text{CO} + C_{\text{H}_2} \text{H}_2 + C_{\text{CH}_4} \text{CH}_4) \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}). \quad (\text{VI.3})$$

Значения теплоемкости O_2 , CO , H_2 , CH_4 , а также воздуха приведены в табл. 36.

Поскольку объемные теплоемкости O_2 , CO и H_2 близки к теплоемкости N_2 , при подсчетах, не претендующих на особую точность, можно суммировать объемы двухатомных газов в продуктах сгорания, приравнивая их теплоемкость к теплоемкости основного компонента N_2 .

При незначительном содержании в продуктах сгорания CH_4 и соотношении $CH_4 : RO_2$ порядка 0,01—0,05 можно суммировать объемы RO_2 и CH_4 . В этих условиях подсчет ведут по формуле

$$C = 0,01/C_{CO_2}(RO_2 + CH_4) + C_{H_2O}H_2O + C_{N_2}(N_2 + O_2 + CO + H_2) \text{ ккал/(м}^3 \cdot ^\circ\text{C)}. \quad (VI.4)$$

Для определения эффективности использования топлива существенное значение имеет отношение объемной теплоемкости продуктов сгорания, разбавленных воздухом, C в интервале температур от 0 до $t^\circ\text{C}$ к объемной теплоемкости продуктов сгорания стехиометрического состава C^0 в интервале температур от 0 до $t_{\max}$. При определении этого соотношения, помимо рассмотренного выше коэффициента C' , дополнительно применяют также коэффициент K , характеризующий отношение объемной теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до $t^\circ\text{C}$ и теплоемкости продуктов сгорания стехиометрического состава в интервале температур от 0 до $t_{\max}$.

Пользуясь приведенными в табл. 40 значениями C' и K , можно подсчитать располагаемое тепло продуктов сгорания, потери тепла с уходящими газами и выполнить ряд других теплотехнических расчетов, не прибегая к определению состава топлива, подсчету объема продуктов сгорания и вычислению их средневзвешенной теплоемкости. Методика указанных подсчетов изложена в гл. VIII.

ТЕПЛОЕМКОСТЬ ТОПЛИВА

Теплоемкость твердого топлива C определяют по формуле

$$C_T = 0,01 W^p + 0,01 C_T \cdot (100 - W^p),$$

где C_T^c — теплоемкость сухой массы твердого топлива, ккал/(кг $\cdot^\circ\text{C}$); W^p — содержание влаги в рабочем топливе, %.

Сухая масса некоторых видов твердого топлива имеет следующие значения теплоемкости при температуре от 0 до 200 $^\circ\text{C}$ ккал/(кг $\cdot^\circ\text{C}$):

Торф	0,36	Антрацит и тощий каменный уголь	0,23
Бурый уголь	0,30	Сланец	0,27
Каменный уголь	0,26		

Теплоемкость золы твердого топлива имеет следующие усредненные значения¹:

$t, ^\circ\text{C}$	$C, \text{ ккал/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$	$t, ^\circ\text{C}$	$C, \text{ ккал/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$	$t, ^\circ\text{C}$	$C, \text{ ккал/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$
100	0,193	800	0,229	1500	0,28
200	0,202	900	0,232	1600	0,28
300	0,210	1000	0,235	1700	0,29
400	0,215	1100	0,238	1800	0,29
500	0,219	1200	0,24	1900	0,30
600	0,223	1300	0,25	2000	0,30
700	0,226	1400	0,27		

¹ Значения теплоемкости золы при высоких температурах приведены с учетом теплоты перехода из твердого состояния в жидкое [42].

Среднюю теплоемкость мазута от 0 до $t^{\circ}\text{C}$ можно подсчитать по формуле

$$C = 0,415 + 0,0006 t \text{ ккал/}(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}). \quad (\text{VI.5})$$

При подсчете расхода тепла на нагрев мазута в котельных установках среднюю его теплоемкость можно принять округленно равной $0,5 \text{ ккал/}(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$.

Объемную теплоемкость газообразного топлива определяют по формуле

$$C = 0,01 \cdot (C_{\text{H}_2} \text{H}_2 + C_{\text{CO}} \text{CO} + C_{\text{CH}_4} \text{CH}_4 + C_{\text{C}_2\text{H}_4} \text{C}_2\text{H}_4 + C_{\text{C}_2\text{H}_6} \text{C}_2\text{H}_6 + \\ + C_{\text{C}_3\text{H}_8} \text{C}_3\text{H}_8 + C_{\text{C}_4\text{H}_{10}} \text{C}_4\text{H}_{10} + C_{\text{CO}_2} \text{CO}_2 + C_{\text{N}_2} \text{N}_2) \text{ ккал/}(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}), \quad (\text{VI.6})$$

где C_{H_2} , C_{CO} , C_{CH_4} и т. д. — соответственно объемные теплоемкости компонентов газообразного топлива; H_2 , CO , CH_4 и т. д. — содержание в газе водорода, окиси углерода, метана и других компонентов, % (объемн.).

Значения объемных теплоемкостей компонентов газообразного топлива даны в табл. 36.

ТЕМПЕРАТУРА ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА

ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТОПЛИВА

Д. И. Менделеев ввел термин «жаропроизводительность», под которой понимается максимальная температура горения, развиваемая при полном сгорании топлива без избытка воздуха, т. е. в условиях, когда все выделяющееся при сгорании тепло полностью расходуется на нагрев образующихся продуктов сгорания. При подсчете жаропроизводительности температуру топлива и воздуха принимают равной нулю.

Д. И. Менделеев в своих работах, посвященных научно обоснованному использованию топлива, большое значение придавал достижению высоких температур при его сжигании. Рассматривая различные свойства топлива, он указывал: «Когда горючие материалы служат для слабого нагревания, например для отопления жилищ, для сушки, для получения паров и т. п., тогда теплопроизводительность топлива прямо может служить мерилем его относительного достоинства.» Он отмечал, что в большинстве случаев имеют значение и другие свойства горючих материалов, «из которых важнейшим должно считать способность давать высокие температуры. Это последнее свойство горючего материала необходимо не только потому, что требуется нередко самим существом дела, например для плавления стали требуется иметь температуру около 1450° , но и потому, что, чем выше температура, тем скорее при прочих равных условиях совершается доведение нагреваемых предметов до желаемой температуры и, следовательно, тем скорее идет производство, а потому продукты его удешевляются» [43, с. 224].

Д. И. Менделеев писал: «Искусство получения с данным топливом высших степеней жара представляет самую сущность многих успехов фабрично-заводских дел, потому что не только ведет к экономии топлива, но и позволяет сильно возвышать быстроту многих производств.

Температура, или степень жара, которую можно достичь, сжигая данное топливо в воздухе, изменяется, смотря по множеству обстоятельств, особенно же в зависимости от относительного количества воздуха и топлива, т. е. от полноты горения и от потери части развиваемого тепла в окружающее пространство, зависящей весьма сильно от температуры окружающего пространства. Очевидно, что избыток притекающего воздуха, несгоревших продуктов разложения (от недостатка ли воздуха или от других причин) и свободная потеря тепла в окружающее пространство будут уменьшать температуру, доставляемую топливом, а все улучшения в указанных выше условиях горения станут доводить ее до высшего возможного предела, к которому практически можно приближаться с тем большим совершенством, чем непрерывнее будет приток надлежащих количеств топлива и воздуха к очагу или месту горения и чем лучше устранятся потери тепла. Этот предел, изменяющийся для разных родов топлива, мы станем называть жаропроизводительностью топлива.

Его называют иногда пирометрической способностью топлива. Составив новое слово «жаропроизводительность», я хотел удовлетворить условиям языка и сделать название сразу удобопонятным» [19, с. 389].

Жаропроизводительность топлива $t_{\max}$ прямо пропорциональна его теплоте сгорания и обратно пропорциональна расходу тепла на нагрев продуктов сгорания до температуры $t_{\max}$, т. е. обратно пропорциональна произведению объема продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость от 0 до $t_{\max}$.

В соответствии с этим жаропроизводительность топлива $t_{\max}$ можно подсчитать по формуле

$$t_{\max} = Q_p^0 : V_{\Sigma}^0 C_{O-t}, \quad (\text{VII.1})$$

где Q_p^0 — низшая теплота сгорания, ккал/кг твердого и жидкого топлива или ккал/м³ газообразного; V_{Σ}^0 — объем продуктов полного сгорания топлива в теоретически необходимом для горения объеме воздуха, м³/кг твердого и жидкого топлива или м³/м³ газообразного топлива; C_{O-t} — средневзвешенная объемная теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении в интервале температур от 0 до $t_{\max}$, ккал/(м³·°C).

Продукты полного сгорания топлива в теоретически необходимом для горения объеме воздуха состоят из двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота.

Следовательно, жаропроизводительность топлива

$$t_{\max} = Q_p^0 : (V_{\text{CO}_2} C_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} C_{\text{SO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} C_{\text{N}_2}) \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (\text{VII.2})$$

где V_{CO_2} , V_{SO_2} , $V_{\text{H}_2\text{O}}$ и V_{N_2} — соответственно объемы двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота, м³/кг твердого и жидкого топлива или м³/м³ газообразного топлива; C_{CO_2} , C_{SO_2} , $C_{\text{H}_2\text{O}}$ и C_{N_2} — средние объемные теплоемкости перечисленных газов, ккал/(м³·°C) в температурном интервале от 0 до $t_{\max}$.

В большинстве случаев объем SO_2 незначителен по сравнению с объемами других газов. Поэтому его не подсчитывают отдельно и в формулу вводят суммарный объем CO_2 и SO_2 , обозначаемый RO_2 . Тогда формула для подсчета $t_{\max}$ приобретает следующий вид:

$$t_{\max} = Q_p^0 : (V_{\text{RO}_2} C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} C_{\text{N}_2}) \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (\text{VII.3})$$

При этом теплоемкость RO_2 обычно принимают равной теплоемкости CO_2 .

Погрешность, допускаемая при этом, невелика¹ вследствие малой разности в объемных теплоемкостях CO_2 и SO_2 и незначительного в большинстве случаев объема SO_2 по сравнению с объемом CO_2 .

Д. И. Менделеев привел весьма важное сопоставление теплоты сгорания топлива и теоретически необходимого для горения количества воздуха.

Сопоставляя теплоту сгорания углерода (8100 ккал/кг), клетчатки (4190 ккал/кг) и водорода (34500 ккал/кг) с расходом воздуха (2,67 кг/кг углерода, 1,185 кг/кг клетчатки и 8 кг/кг водорода), Менделеев отмечает, что «на 1 часть кислорода в первом случае выделяется 3034, во втором 3536 и в третьем 4342 единицы тепла и на первый взгляд кажется, что никакой пропорциональности Q с количеством кислорода допустить нельзя» [19].

Однако Менделеев считает неправильным принимать для водорода, содержащегося в твердом и жидком топливе, теплоту сгорания, равной 34500 ккал/кг, как это принято в формулах Дюлонга и др., справедливо указывая, что данная теплота сгорания верна лишь для газообразного молекулярного водорода.

¹ Так, от 0 до 1000 °C теплоемкость CO_2 равна 0,526 ккал/(м³·°C), а SO_2 —0,534 ккал/(м³·°C).

Для высшей теплоты сгорания водорода, входящего в состав твердого и жидкого топлива, Менделеев считал правильным принять значение не 34 500, а 30 000 ккал/кг, а для низшей — 24 600 ккал/кг. Тогда на 1 кг кислорода, израсходованного в процессе горения, выделяется при сжигании углерода 3034 ккал, клетчатки 3257 ккал и водорода 3065 ккал. В среднем Менделеев считал возможным принять при сжигании твердого топлива в образовании газообразных продуктов сгорания выделение тепла на 1 кг кислорода, равным 3150 ккал. В пересчете на воздух это составляет около 700 ккал на 1 кг, или около 900 ккал на 1 м³.

Следовательно, объем теоретически необходимого для горения воздуха V_v^0 равен $Q_n^p : 900$, или

$$Q_n^p : V_v^0 = 900 \text{ ккал/м}^3, \quad (\text{VII.4})$$

где Q_n^p — низшая теплота сгорания рабочего топлива.

Ученик Д. И. Менделеева акад. Д. П. Коновалов уточнил соотношение между теоретическим расходом кислорода на горение и теплотой сгорания дров, торфа, каменных углей и нефти и получил следующие значения: для дров $Q_n^p = 3250 q_{O_2}$; для торфа $Q_n^p = 3150 q_{O_2}$; для каменных углей и нефти $Q_n^p = 3050 q_{O_2}$ (здесь Q_n^p — низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг; q_{O_2} — теоретически необходимый расход кислорода, в кг на горение 1 кг рабочего топлива). Исследования Д. П. Коновалова были развиты в работах проф. Г. Ф. Кнорре [44, 45], Н. И. Белокопя [46], С. Я. Корницкого [47], А. М. Гурвича [48] и других ученых. Установленное Д. И. Менделеевым и Д. П. Коноваловым сравнительно небольшое различие в отношениях теплоты сгорания различных видов топлива к теоретически необходимому для их горения объему воздуха позволяет считать, что отношения теплоты сгорания различных видов топлива к теоретическому объему продуктов сгорания также сравнительно близки.

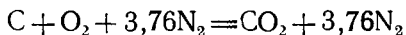
Различия в объемных теплоемкостях продуктов сгорания различных видов топлива, получаемых при сжигании в теоретически необходимом объеме воздуха, также невелики. Следовательно, жаропроизводительности, т. е. отношения теплоты сгорания топлива к теоретическому объему продуктов сгорания, умноженному на их теплоемкость, сравнительно близки у топлива с малым содержанием балласта, переходящего в продукты сгорания, т. е. влаги у твердого топлива, азота и двуокиси углерода у газообразного.

Рассмотрим более подробно вопрос о жаропроизводительности горючих компонентов различных видов топлива.

ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРЮЧИХ КОМПОНЕНТОВ ТОПЛИВА

Основным горючим компонентом топлива является, как известно, углерод. Теплота сгорания 1 кг-атома углерода в виде графита равна около 94 000 ккал [49], т. е. около 7830 ккал/кг.

При сгорании углерода в воздухе по уравнению



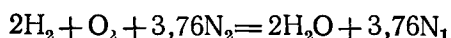
на каждый килограмм углерода образуется 1,87 м³ CO₂ и 7,03 м³ N₂. Отсюда жаропроизводительность углерода, подсчитанная по формуле (VII.3), равна 2175 °C.

При сжигании углерода во влажном воздухе с содержанием 1% (по массе) H₂O жаропроизводительность углерода равна около 2145 °C.

Если принять, по Менделееву, теплоту сгорания углерода в твердом и жидком топливе равной 8100 ккал/кг, то жаропроизводительность углерода при сжигании в сухом воздухе составляет около 2240 °С, а с учетом влажности воздуха — около 2200 °С.

Теплота сгорания Q_H (низшая) газообразного молекулярного водорода равна 57 740 ккал/моль, или 28 640 ккал/кг, или 2576 ккал/м³ [41].

При сгорании 1 м³ водорода в сухом воздухе согласно уравнению



образуются продукты сгорания, состоящие из 1 м³ водяного пара и 1,88 м³ азота.

Жаропроизводительность водорода при сжигании в сухом воздухе равна 2235 °С, а при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги, — около 2200 °С.

Таким образом, несмотря на большое различие в теплотах сгорания, жаропроизводительности углерода и газообразного молекулярного водорода весьма близки.

Закономерность этого положения отчетливо выявляется при сопоставлении отношений теплоты сгорания и объемов продуктов сгорания углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха. Теплота сгорания углерода (графита) равна 94 000 ккал/кг-атом, а водорода 57 740 ккал/кмоль. Отношение $Q_C : Q_{H_2} = 1,64$, а отношение объемов продуктов сгорания V_C , равного 106,8 м³/кг-атом, и V_{H_2} , равного 64,5 м³/кмоль, составляет 1,65. Отсюда ясно, что с учетом близкой объемной теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в теоретически необходимом объеме воздуха жаропроизводительности углерода и газообразного водорода мало отличаются, несмотря на большое различие в их теплоте сгорания.

Д. И. Менделеев подсчитал жаропроизводительность водорода с высшей теплотой сгорания 30 000 ккал/кг и указал, что если бы существовал такой твердый водород, то он, сгорая в воздухе, дал бы более низкую температуру, чем углерод.

Если бы высшая теплота сгорания водорода равнялась 30 000 ккал/кг и низшая теплота сгорания 24 600 ккал/кг, то жаропроизводительность водорода, подсчитанная по современным значениям теплоемкости продуктов сгорания, равнялась бы примерно 1945 °С при сжигании в сухом воздухе и ~1915 °С при сжигании во влажном воздухе, содержащем 1% (по массе) H₂O.

Жидкое нефтяное топливо, а также природные, нефтезаводские и сжиженные газы состоят в основном из углеводородов. Поскольку жаропроизводительности водорода и углерода близки между собой, создаются предпосылки для того, чтобы жаропроизводительности различных углеводородов также не отличались сколько-нибудь существенно от жаропроизводительности углерода и водорода.

Однако жаропроизводительность углеводородов не определяется однозначно лишь жаропроизводительностью углерода и водорода, так как на нее влияет теплота разрыва связей между атомами в молекулах углеводородов различного строения и молекулярной массы.

Влияние теплот разрыва связей в молекулах углеводородов на их теплоту сгорания было рассмотрено в гл. II. Аналогично влияет теплота разрыва связей между атомами и на жаропроизводительность углеводородного топлива.

Если расщепление молекул углеводородов с образованием углерода и молекулярного водорода является эндотермическим процессом, как, например, у алканов и особенно у метана, то жаропроизводительность углеводородов соответственно ниже жаропроизводительности углерода и водорода. Если же рассматриваемый процесс — экзотермический и со-

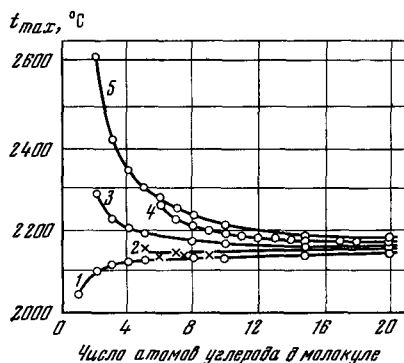


Рис. 6. Жаропроизводительность углеводородов

1 — алканы; 2 — цикланы; 3 — алкены; 4 — ароматические углеводороды; 5 — алкины.

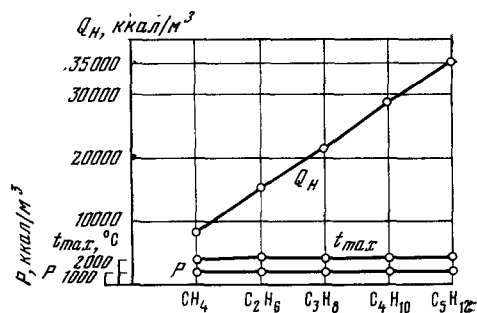


Рис. 7. Теплота сгорания Q_n , жаропроизводительность t_{max} и максимальная энтальпия продуктов сгорания углеводородов P

проводится выделением значительного количества тепла, как у непредельных углеводородов, например у этилена и особенно у ацетилена, то жаропроизводительность углеводородов превышает жаропроизводительность углерода и водорода.

Различия в жаропроизводительности особенно значительны у первых членов различных гомологических рядов. С увеличением числа атомов углерода в молекуле углеводородов и числа так называемых групп гомологической разности CH_2 различия в жаропроизводительности алкенов, алкинов и ароматических углеводородов и цикланов сглаживаются и жаропроизводительности всех углеводородов асимптотически приближаются примерно к 2140°C , т. е. к жаропроизводительности цикланов, молекулы которых состоят только из групп CH_2 [37]. Это наглядно иллюстрируется кривой 2 на рис. 6.

С увеличением числа групп гомологической разности CH_2 в молекуле жаропроизводительность алканов (кривая 1) возрастает с 2043°C у метана до 2132°C у эйкозана ($\text{C}_{20}\text{H}_{42}$), жаропроизводительность алкенов (кривая 3) снижается с 2284°C у этана (этилена) до 2151°C у эйкозена ($\text{C}_{20}\text{H}_{40}$), а жаропроизводительность алкинов (кривая 5) падает с 2620°C у этина (ацетилена) до 2167°C у эйкозина ($\text{C}_{20}\text{H}_{38}$).

Углеводороды различных гомологических рядов (в парообразном состоянии) имеют следующие значения жаропроизводительности, $^\circ\text{C}$ при сгорании в абсолютно сухом воздухе:

Алканы ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$)

Метан (CH_4)	2043
Этан (C_2H_6)	2097
Пропан (C_3H_8)	2110
Бутан (C_4H_{10})	2118
Пентан (C_5H_{12})	2119
Гексан (C_6H_{14})	2124
Октан (C_8H_{18})	2128
Декан ($\text{C}_{10}\text{H}_{22}$)	2129
Пентадекан ($\text{C}_{15}\text{H}_{32}$)	2132
Эйкозан ($\text{C}_{20}\text{H}_{42}$)	2132

Алкены (C_nH_{2n})

Этен (C_2H_4)	2284
Пропен (C_3H_6)	2224
Бутен (C_4H_8)	2203
Пентен (C_5H_{10})	2189
Децен ($\text{C}_{10}\text{H}_{20}$)	2164
Пентадецен ($\text{C}_{15}\text{H}_{30}$)	2153
Эйкозен ($\text{C}_{20}\text{H}_{40}$)	2151

Алкины ($\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$)

Этин (C_2H_2)	2620
Пропин (C_3H_4)	2420
Бутин (C_4H_6)	2340

Пентин (C_5H_8)	2300	Кснлол (C_8H_{10})	2206
Гексин (C_6H_{10})	2275	Пропилбензол (C_9H_{12})	2197
Гептин (C_7H_{12})	2250	Цнмол ($C_{10}H_{14}$)	2186
Октин (C_8H_{14})	2235	Фенилнонан ($C_{15}H_{24}$)	2171
Децин ($C_{10}H_{18}$)	2213	Фенилтетрадекан ($C_{20}H_{34}$)	2160
Пентадецин ($C_{15}H_{28}$)	2180	<i>Цикланы (C_nH_{2n})</i>	
Эйкозин ($C_{20}H_{38}$)	2167	Циклопентан (C_5H_{10})	2153
<i>Ароматические углеводороды (C_nH_{2n-6})</i>		Метилциклопентан (C_6H_{12})	2149
Бензол (C_6H_6)	2258	Этилциклопентан (C_7H_{14})	2145
Толуол (C_7H_8)	2211	Пропилциклопентан (C_8H_{16})	2144
		Амилциклопентан ($C_{10}H_{20}$)	2144
		Циклопентилдекан ($C_{15}H_{30}$)	2140

Сближение жаропродуктивности насыщенных и ненасыщенных углеводородов с увеличением числа атомов углерода в молекуле показано на рис. 6.

Рис. 7 иллюстрирует практически постоянную жаропродуктивность насыщенных углеводородов — алканов при резком увеличении их объемной теплоты сгорания.

Жаропродуктивность углеводородов нормального строения и различных изомеров весьма близки между собой вследствие малого значения теплоты изомеризации по сравнению с теплотой сгорания. Так, различия в жаропродуктивности нормального октана и 16 изооктанов различного строения не превышают 6 град., т. е. 0,3%.

Жаропродуктивность углеводородов в парообразном состоянии выше, чем в жидком, примерно на 15 град. или на 0,8%. В свою очередь, жаропродуктивность углеводородов в жидком состоянии несколько больше жаропродуктивности твердых углеводородов вследствие затраты тепла на их плавление.

Замена атома водорода в углеводородной молекуле на гидроксил ОН или карбоксил $COOH$, т. е. образование из углеводородов спиртов или органических кислот, резко снижает теплоту сгорания вследствие уменьшения процентного содержания в горючем углерода и водорода, а также ввиду частичного окисления С и Н (см. гл. II).

Так, теплота сгорания метилового спирта (метанола) CH_3OH (или CH_4O) составляет лишь 43% от теплоты сгорания метана CH_4 .

При столь большом различии в теплотах сгорания жаропродуктивности CH_4 и CH_4O практически совпадают. Объясняется этот на первый взгляд неожиданный факт тем, что при внедрении кислорода в состав горючей массы топлива соответственно снижается потребность в кислороде воздуха для сгорания топлива, что обуславливает меньшее поступление азота воздуха в продукты сгорания и, следовательно, уменьшение их объема. Поэтому жаропродуктивность может практически не меняться, как это происходит при замене водорода гидроксидом, или лишь незначительно снижается при замене атома водорода карбоксильной группы [37]. Кривые на рис. 8 иллюстрируют указанное положение.

Горючая масса дров и торфа с высоким содержанием кислорода обладает теплотой сгорания, значительно более низкой, чем горючая масса антрацита или каменного угля. Однако различие в жаропродуктивности указанных видов топлива существенно меньше. Так, теплота сгорания горючей массы дров на 44% меньше, чем антрацита, а жаропродуктивность горючей массы ниже лишь на 9%.

Более сложная зависимость выявляется при сопоставлении теплот сгорания и жаропродуктивности углерода и окиси углерода. Тепло-

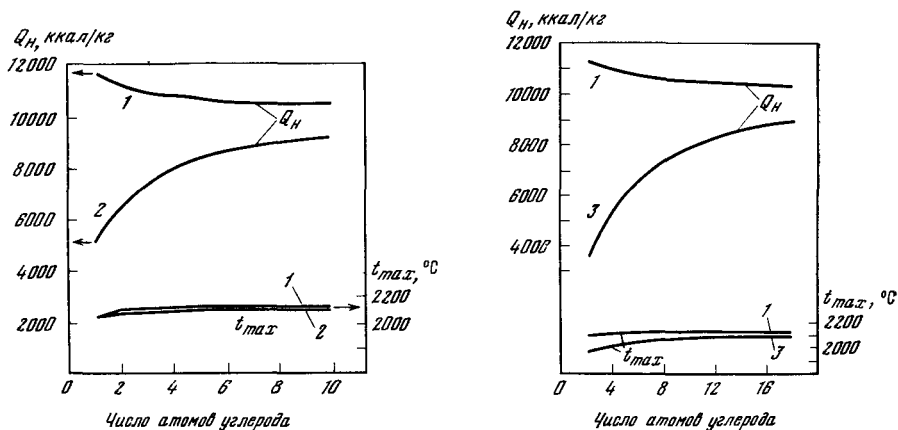
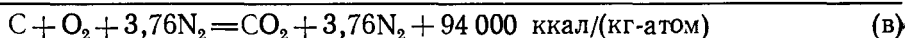
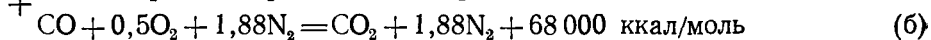
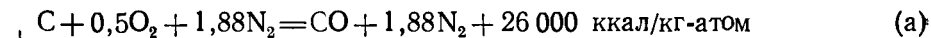


Рис. 8. Теплота сгорания и жаропродуктивность углеводородов, спиртов и кислот. 1 — углеводороды; 2 — спирты; 3 — органические кислоты.

та сгорания 1 кг-атома углерода в виде графита равна около 94 000 ккал, а 1 моля окиси углерода — лишь около 68 000 ккал. Тем не менее жаропродуктивность окиси углерода равна 2370 °C, т. е. почти на 200 град. выше жаропродуктивности графита (2175 °C).

Указанное положение обусловлено тем, что присоединение к углероду первого атома кислорода связано с большой затратой энергии на разрыв связей между атомами углерода в графите. Вследствие этого из 94 000 ккал потенциального тепла 1 кг-атома углерода лишь около 26 000 ккал, т. е. менее 30%, выделяется в результате присоединения первого атома кислорода и образования окиси углерода. Присоединение же второго атома кислорода с окислением CO до CO₂ сопровождается выделением 68 000 ккал тепла:



В результате при горении графита (а) на 1 моль продуктов сгорания выделяется около 20 000 ккал (94 000 : 4,76), а при горении CO (б) на 1 моль продуктов сгорания выделяется около 23 500 ккал (68 000 : 2,88), т. е. значительно больше тепла. Этим и объясняется, что максимальная температура нагрева продуктов сгорания CO, т. е. жаропродуктивность окиси углерода, значительно выше жаропродуктивности графита.

Таким образом, горючая масса всех видов топлива — от антрацита и кокса до дров и торфа — с различным содержанием кислорода и различной теплотой сгорания характеризуется высокой жаропродуктивностью порядка 2000—2200 °C.

ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ РАБОЧЕЙ МАССЫ ТОПЛИВА

Балласт в топливе резко влияет на его теплоту сгорания прежде всего вследствие снижения доли горючих компонентов. По-иному отражается присутствие балласта на жаропродуктивности топлива.

Основная причина снижения теплоты сгорания забалластированного топлива — уменьшение количества горючего в единице топлива — никак

не сказывается на его жаропроизводительности, так как при этом в равной степени снижается и объем нагреваемых продуктов сгорания. Иными словами, жаропроизводительности 1 кг; 0,5 кг и 1 г углерода, естественно, равны. Жаропроизводительность топлива из-за присутствия в нем балласта несколько снижается в результате дополнительного уменьшения тепла продуктов сгорания в связи с расходом тепла на испарение балластирующей топливо влаги, а также на нагрев водяного пара, образующегося при испарении влаги топлива.

Содержание в топливе небольшого количества влаги мало отражается на его жаропроизводительности, поскольку расход тепла на испарение 1% влаги, содержащейся в 1 кг топлива, составляет всего 6 ккал, а объем водяного пара, образующегося при испарении 1% влаги по массе, равен менее $0,01 \text{ м}^3$ ($0,01 \cdot 18 : 22,4$), т. е. совершенно ничтожен по сравнению с объемом продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива в воздухе.

Данные, приведенные в табл. 41, иллюстрируют весьма малое снижение жаропроизводительности каменного угля при увеличении в нем балласта (влаги) на несколько процентов.

Таблица 41

Зависимость низшей теплоты сгорания и жаропроизводительности каменного угля от содержания в нем влаги

$w^P, \%$	Q_H^P		$t'_{\max}$		$w^P, \%$	Q_H^P		$t'_{\max}$	
	ккал/кг	%	°C	%		ккал/кг	%	°C	%
0	7490	100	2140	100	9	6740	90	2110	98
3	7240	97	2130	99,5	12	6490	87	2100	97
6	6990	94	2120	99	15	6250	84	2090	96

Иная картина вырисовывается при содержании в топливе большого количества балласта, переходящего в продукты сгорания. В этом случае жаропроизводительность топлива, изменяясь в меньшей степени, чем его теплота сгорания, все же значительно снижается. В табл. 42 показано уменьшение теплоты сгорания и жаропроизводительности бурых углей с теплотой сгорания горючей массы ~ 6900 ккал/кг при увеличении содержания влаги с 26 до 55%.

Таблица 42

Теплота сгорания и жаропроизводительность бурых углей с различным содержанием влаги

Месторождение	$w^P, \%$	$A^P, \%$	Q_H^P		$t'_{\max}$	
			ккал/кг	%	°C	%
Артемовское	26	17	3600	100	1870	100
Ангренское	36	10	3380	94	1800	96
Днепровское	55	22	1800	50	1400	65

Аналогично влияет на жаропроизводительность газообразного топлива содержание в нем балласта: N_2 и CO_2 . Небольшое содержание балласта порядка нескольких процентов весьма мало сказывается на жаропроизводительности газа.

Однако с увеличением содержания балласта в газе и уменьшением доли горючих компонентов в продуктах сгорания все в большей степе-

ни доминируют N_2 и CO_2 , поступающие из сжигаемого газообразного топлива. В соответствии с этим существенно снижается и жаропроизводительность газа. Так, при содержании в водяном газе 10% ($N_2 + CO_2$) его жаропроизводительность равна около $2200^\circ C$, т. е. весьма высокая. А жаропроизводительность доменного газа, содержащего около 70% ($N_2 + CO_2$), — всего лишь $1500^\circ C$, т. е. на 700° ниже.

Следовательно, жаропроизводительность забалластированных видов топлива снижается настолько, что их применение в высокотемпературных технологических процессах становится нецелесообразным.

Жаропроизводительность положена в основу энергетической классификации топлива. Она позволяет оценить эффективность использования различных видов топлива в высоко- и низкотемпературных процессах (см. табл. 153).

На основе жаропроизводительности топлива можно весьма просто определить располагаемое тепло продуктов сгорания и подсчитать потери тепла с уходящими газами. Методика этих расчетов изложена в гл. VIII.

На основе жаропроизводительности можно легко подсчитать также теоретическую температуру горения с учетом эндотермического процесса диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре (см. гл. IX).

Жаропроизводительность углеводородного топлива в значительной степени влияет на скорость распространения пламени.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТОПЛИВА

Жаропроизводительность топлива можно подсчитать тремя методами.

1. *Определение по теплоте сгорания топлива и теплоемкости продуктов сгорания.* При подсчете по первому методу жаропроизводительность топлива определяют по формуле

$$t_{\max} = \frac{Q_H^p}{V_{CO_2}C_{CO_2} + V_{H_2O}C_{H_2O} + V_{N_2}C_{N_2}}, \quad (VII.5)$$

причем значения теплоемкостей двуокиси углерода C_{CO_2} , водяного пара C_{H_2O} , и азота C_{N_2} представлены в виде функции температуры и имеют достаточно сложный вид, например

$$C_i^t = a + bt + ct^2. \quad (VII.6)$$

При выполнении теплотехнических расчетов обычно пользуются не формулой (VII.6), а табулированными значениями теплоемкости компонентов продуктов сгорания от 0 до t и жаропроизводительность подсчитывают по методу последовательных приближений, определяя каждый раз средневзвешенную теплоемкость продуктов сгорания того или иного состава.

2. *Определение по методу последовательных приближений.* Этот метод основан на том, что подсчет ведут, задаваясь определенной температурой продуктов сгорания t_1 ($2100^\circ C$ при малом содержании в топливе балласта, переходящего в продукты сгорания, и более низкой температурой при высоком содержании балласта), а затем вычисляют средневзвешенную теплоемкость продуктов сгорания от 0 до t_1 .

Потом подсчитывают, какой теплотой сгорания должно обладать топливо, если продукты его сгорания нагреты до температуры t_1 :

$$Q_1 = (V_{CO_2}C_{CO_2} + V_{H_2O}C_{H_2O} + V_{N_2}C_{N_2}). \quad (VII.7)$$

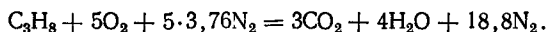
Если подсчитанная таким путем теплота сгорания топлива Q_1 ниже действительной теплоты сгорания Q_H^p , то задаются температурой t_2 , ко-

торая на 100 град выше, чем t_1 , и аналогичным путем определяют значение Q_2 . Если же подсчитанная теплота сгорания Q_1 выше действительной теплоты сгорания топлива Q_n^p , то задаются температурой t_2 , которая на 100 град ниже, чем t_1 , и определяют значение Q_2 при этой температуре. После подсчета величин Q_1 и Q_2 , между которыми находится действительная теплота сгорания топлива Q_n^p , определяют жаропроизводительность топлива методом интерполяции.

Ниже приведен пример подсчета по методу последовательных приближений жаропроизводительности пропана.

Низшая теплота сгорания пропана 21 800 ккал/м³.

Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха



Задаемся температурой сгорания 2100 °С, определяем по табл. 36 средние теплоемкости CO_2 , H_2O и N_2 от 0 до 2100 °С: CO_2 — 0,5818 ккал/м³; H_2O — 0,4735 ккал/м³; N_2 — 0,3557 ккал/м³ — и подсчитываем, какой теплотой сгорания обладал бы пропан, если бы при его сгорании в стехиометрическом объеме воздуха развивалась температура 2100 °С:

$$Q_{2100}^{C_3H_8} = (V_{CO_2}C_{CO_2} + V_{H_2O}C_{H_2O} + V_{N_2}C_{N_2}) = \\ = (3 \cdot 0,5818 + 4 \cdot 0,4735 + 18,8 \cdot 0,3557) \cdot 2100 = 21680 \text{ ккал/м}^3.$$

Найденная величина ниже Q_n , следовательно, жаропроизводительность пропана выше 2100 °С.

Подсчитываем аналогичным образом, какой теплотой сгорания должен был бы обладать пропан, если бы при его сгорании развивалась температура 2200 °С:

$$Q_{2200}^{C_3H_8} = (3 \cdot 0,5848 + 4 \cdot 0,4779 + 18,8 \cdot 0,3571) \cdot 2200 = 22830 \text{ ккал/м}^3.$$

Найденная величина выше Q_n , следовательно, жаропроизводительность пропана ниже 2200 °С.

Определяем t_{max} пропана интерполяцией:

$$\begin{array}{r} 22830 \text{ ккал/м}^3 - 2200^\circ\text{C} \\ - \\ 21680 \text{ ккал/м}^3 - 2100^\circ\text{C} \\ \hline 1150 \text{ ккал/м}^3 - 100 \\ 21800 \text{ ккал/м}^3 - 2100^\circ\text{C} + x^\circ \\ - \\ 21680 \text{ ккал/м}^3 - 2100^\circ\text{C} \\ \hline 120 \text{ ккал/м}^3 - x^\circ \\ 1150 \text{ ккал/м}^3 - 100^\circ \\ 120 \text{ ккал/м}^3 - x^\circ \\ x = - \frac{120 \cdot 100}{1150} = 10^\circ. \end{array}$$

Жаропроизводительность пропана равна $2100 + x = 2110^\circ\text{C}$.

Указанную интерполяцию можно произвести также графическим методом. Для этого в произвольном масштабе на оси абсцисс откладывают значения температур t_1 и t_2 , а на оси ординат — соответствующие указанным температурам теплоты сгорания топлива Q_1 и Q_2 . Точки t_1 , Q_1 и t_2 , Q_2 соединяют прямой. Затем значение t_{max} определяют как абсциссу точки на прямой, ордината которой равна Q_n (рис. 9).

Подсчет по второму методу значительно проще, чем по первому. Поэтому жаропроизводительность топлива обычно определяют, пользуясь методом последовательных приближений.

Представляется, однако, возможным в ряде случаев еще более упростить методику подсчета и, в частности, отказаться от подсчета средней взвешенной теплоемкости продуктов сгорания при температурах t_1 и t_2 .

3. Упрощенный метод определения жаропроизводительности топлива. Метод основан на возможности с достаточной для технических подсчетов точностью непосредственно пользоваться значениями средневзвешенной теплоемкости продуктов сгорания от 0 до $t_{\max}$, приведенными в гл. VI.

В соответствии с этим жаропроизводительность топлива можно подсчитать по формуле (VII.5), подставляя в знаменатель значение средней теплоемкости продуктов сгорания от 0 до $t_{\max}$, равное

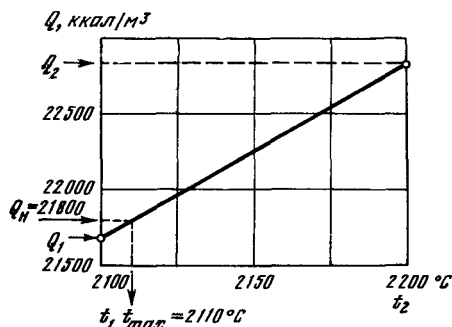


Рис. 9. Графический метод линейной интерполяции

0,400 ккал/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$): для газообразного топлива; 0,401 ккал/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$) для жидкого топлива и 0,405 ккал/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$) для твердого топлива. В соответствии с этим формула для упрощенного подсчета жаропроизводительности газообразного топлива приобретает следующий вид:

$$t_{\max} = Q_H : (0,4V_{\Sigma}^0), \quad (\text{VII.8})$$

где V_{Σ}^0 — суммарный объем продуктов полного сгорания без избытка воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$ газа.

Аналогичны формулы для подсчета жаропроизводительности жидкого топлива

$$t_{\max} = Q_H^p : (0,401V_{\Sigma}^0), \quad (\text{VII.9})$$

и твердого

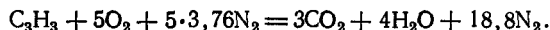
$$t_{\max} = Q_H^p : (0,405V_{\Sigma}^0). \quad (\text{VII.10})$$

В формулах (VII.9) и (VII.10) V_{Σ}^0 — суммарный объем продуктов полного сгорания без избытка воздуха, $\text{м}^3/\text{кг}$ топлива.

Приводим для сопоставления упрощенный подсчет $t_{\max}$ пропана:

Низшая теплота сгорания пропана 21 800 ккал/ м^3 .

Уравнение горения пропана



Жаропроизводительность пропана по формуле (VII.8)

$$t_{\max} = 21800 : (25,8 \cdot 0,4) = 2113 ^\circ\text{C}.$$

$t_{\max}$ пропана при подсчете по методу последовательных приближений равна 2110 $^\circ\text{C}$.

При подсчете жаропроизводительности без учета содержания влаги в воздухе и нагрева золы топлива ее обозначают $t_{\max}$, а при подсчете жаропроизводительности с учетом содержания в воздухе 1% (по массе) H_2O , как это принято в теплотехнических расчетах, — $t'_{\max}$. Значение $t'_{\max}$ примерно на 30 град ниже, чем $t_{\max}$, его можно подсчитать по формуле (VII.5), включая в суммарный объем продуктов сгорания содержащийся в воздухе водяной пар, или по формуле.

$$t'_{\max} = t_{\max} V_{\Sigma}^0 : (V_{\Sigma}^0 + 0,02V_{\text{в}}^0). \quad (\text{VII.11})$$

Значения $t'_{\max}$ важнейших видов твердого топлива даны в табл. 39. Более полные данные по жаропродуктивности даны в таблицах теплотехнических характеристик отдельных видов топлива, приведенных в гл. XI—XXVI.

При сжигании сланцев и высокозольных углей подсчитывают также величину $t''_{\max}$ — жаропродуктивность с учетом содержания в воздухе 1% (по массе) H_2O , а также расхода тепла на расплавление золы топлива и нагрев ее до максимальной температуры продуктов сгорания, т. е. до

$$t''_{\max} = t_{\max} \frac{V_{\Sigma}^0}{V_{\Sigma}^0 + 0,02V_B^0 + 0,0075A^p}. \tag{VII.12}$$

Ниже приведен пример подсчета величин $t'_{\max}$ и $t''_{\max}$.

Определить жаропродуктивность антрацита состава, %: 70,5 С^p; 1,7 S^p; 1,4 Н^p; 1,9 О^p; 0,8 N^p; 16,7 А^p; 7,0 W^p.

Низшая теплота сгорания антрацита $Q_H^p = 6010$ ккал/кг.

$$K^p = C^p + 0,375S^p = 70,5 + 0,375 \cdot 1,7 = 71,14\%;$$

По формулам (III.4), (III.11), (III.12), (III.13)

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot 1,87K^p = 0,01 \cdot 1,87 \cdot 71,14 = 1,33 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^p + 0,0124W^p = 0,11 \cdot 1,4 + 0,0124 \cdot 7 = 0,20 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_B^0 = \frac{1}{30} (2,67K^p + 8H^p - O^p) = \frac{1}{30} 201 = 6,63 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_{N_2}^0 + 0,008N^p = 0,79 \cdot 6,63 + 0,008 \cdot 0,8 = 5,25 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{\Sigma}^0 = 1,33 + 0,20 + 5,25 = 6,78 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

По формуле (VII.10)

$$t_{\max} = Q_H^p \cdot (V_{\Sigma}^0 \cdot 0,405) = 6010 \cdot (6,78 - 0,405) = 2190 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

По формуле (VII.11)

$$t'_{\max} = 2190 \cdot 6,78 \cdot (6,78 + 0,02 \cdot 6,63) = 2150 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

По формуле (VII.12)

$$t''_{\max} = 2190 \cdot 6,78 \cdot (6,78 + 0,02 \cdot 6,63 + 0,0075 \cdot 16,7) = 2120 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Влияние зольности каменных углей и сланцев на их жаропродуктивность показано в табл. 43 и 44.

Таблица 43

Влияние зольности каменного угля на низшую теплоту сгорания и жаропродуктивность, подсчитанную с учетом нагрева золы до температуры горения

A ^c , %	Низшая теплота сгорания Q _H ^p		Жаропродуктивность t'' _{max}		A ^c , %	Низшая теплота сгорания Q _H ^p		Жаропродуктивность t'' _{max}	
	ккал/кг	%	°C	%		ккал/кг	%	°C	%
0	7490	100	2140	100	9	6800	91	2130	99,5
3	7260	97	2140	100	12	6590	88	2120	99
6	7040	94	2140	100	15	6360	85	2120	99

Влияние зольности эстонских и ленинградских сланцев на низшую теплоту сгорания и жаропроизводительность

Наименование	W^P , %	A^P , %	$(CO_2)^P$, %	$A^P + (CO_2)^P$, %	$Q_{\text{и}}^P$		t'_{max}		t''_{max}	
					$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	%	°C	%	°C	%
Горючая масса эстонских и ленинградских сланцев	0	0	0	0	8260	—	2120	—	—	—
Горючая масса + влага	13	0	0	0	7120	100	2050	100	2050	100
Сланец эстонский	13	39	13	52	2630	36	1850	90	1740	85
Сланец ленинградский	12	46	14	60	2130	30	1800	88	1640	80

Примечания. 1. Теплота сгорания рабочей массы подсчитана с учетом расхода тепла на диссоциацию карбонатов, содержащихся в минеральной массе. 2. Жаропроизводительность рабочей массы подсчитана с учетом затраты тепла на диссоциацию карбонатов: t'_{max} — без учета расхода тепла, на нагрев золы; t''_{max} — с учетом расхода тепла на нагрев золы до температуры t'_{max} .

КАЛОРИМЕТРИЧЕСКАЯ, ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ И РАСЧЕТНАЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

Максимальную температуру, развиваемую при сгорании топлива, в условиях, когда все выделяющееся тепло полностью расходуется на нагрев продуктов сгорания, подсчитывают без учета диссоциации продуктов сгорания и с учетом диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре.

Максимальную температуру горения, подсчитанную без учета диссоциации продуктов сгорания, называют калориметрической температурой горения $t_{\text{кал}}$.

Калориметрическая температура горения зависит от состава топлива, его теплоты сгорания ($Q_{\text{и}}^P$) и объема продуктов сгорания, а также от условий сжигания топлива, а именно: от степени разбавления продуктов сгорания избыточным воздухом и от температуры топлива и воздуха.

Если топливо сгорает полностью без избытка воздуха, а температура топлива и воздуха равна 0°C, то калориметрическая температура горения зависит только от состава топлива и является важнейшей его теплотехнической характеристикой — жаропроизводительностью (t_{max}).

Следовательно, жаропроизводительность — это частный случай калориметрической температуры горения:

$$t_{\text{max}} = t_{\text{кал}} \text{ при } \alpha = 1 \text{ и } t_{\text{т}} = t_{\text{в}} = 0^\circ\text{C},$$

где $t_{\text{т}}$ — температура топлива; $t_{\text{в}}$ — температура воздуха.

При температуре горения, превышающей 1700°C, приходится считаться с расходом тепла на диссоциацию продуктов сгорания, обуславливающим снижение температуры горения.

Подобно калориметрической температуре горения расчетная температура определяется составом топлива и условиями его сжигания.

При полном сгорании топлива без избытка воздуха и при начальной температуре топлива и воздуха 0°C расчетная температура горения зависит только от свойств топлива и является подобно жаропроизводи-

тельности его теплотехнической характеристикой, именуемой теоретической температурой горения $t_{\text{теор}}$.

Следовательно, $t_{\text{теор}}$ является частным случаем расчетной температуры горения:

$$t_{\text{теор}} = t_{\text{расч}} \text{ при } \alpha = 1 \text{ и } t_{\text{г}} = t_{\text{в}} = 0^\circ\text{C}.$$

Отличием $t_{\text{теор}}$ от $t_{\text{мах}}$ является учет диссоциации продуктов сгорания. При сжигании топлива с высоким содержанием балласта и соответственно низкой температурой горения, например доменного газа или фрезерного торфа, $t_{\text{теор}}$ практически равна $t_{\text{мах}}$, а при сжигании топлива с высокой температурой горения, например мазута или каменного угля, различие между $t_{\text{мах}}$ и $t_{\text{теор}}$ достигает 140°C .

Определение калориметрической температуры горения

Тепловой баланс процесса горения 1 кг или 1 м³ топлива в условиях полного сгорания и использования всего тепла для нагрева продуктов сгорания определяется уравнением

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} + C_{\text{г}} t_{\text{г}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}} = (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) t_{\text{кал}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг или ккал/м³; $C_{\text{г}}$ — средняя теплоемкость топлива от 0 до $t_{\text{г}}$, ккал/(кг·°C) или ккал/(м³·°C); $V_{\text{в}}$ — объем воздуха, поступающего для сжигания 1 кг или 1 м³ топлива, м³; $t_{\text{в}}$ — температура воздуха, поступающего в топку, °C; V_{Σ}^0 — суммарный объем неразбавленных воздухом продуктов сгорания 1 кг или 1 м³ топлива, м³; $C_{\text{пр.сг}}$ — средневзвешенная теплоемкость неразбавленных воздухом продуктов сгорания от 0 до $t_{\text{кал}}$, ккал/(м³·°C); $V_{\text{в}}^{\text{изб}}$ — объем избыточного воздуха, содержащегося в продуктах сгорания, м³; $C_{\text{в}}^{\text{изб}}$ — средняя теплоемкость избыточного воздуха от 0 до $t_{\text{кал}}$, ккал/м³; $t_{\text{кал}}$ — калориметрическая температура горения, °C.

В соответствии с уравнением теплового баланса калориметрическую температуру горения можно определить по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}} + C_{\text{г}} t_{\text{г}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}}}{V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}}. \quad (\text{VII.13})$$

Поскольку теплоемкость продуктов сгорания и избыточного воздуха, нагретых до $t_{\text{кал}}$, зависит от калориметрической температуры горения, подсчет ведут по методу последовательных приближений.

$C_{\text{пр.сг}}$ подсчитывают по составу продуктов сгорания по формуле (VI.1) или для упрощения расчета применяют табулированные значения теплоемкостей продуктов сгорания и воздуха, приведенные в табл. 36.

Теплоемкость топлива приведена в гл. VI.

Температуру нагрева воздуха ($t_{\text{в}}$), необходимую для достижения заданной калориметрической температуры горения, можно установить по формуле

$$t_{\text{в}} = \frac{t_{\text{кал}} (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) - Q_{\text{н}}^{\text{р}} - C_{\text{г}} t_{\text{г}}}{V_{\text{в}} C_{\text{в}}}. \quad (\text{VII.14})$$

При сгорании неподогретого топлива и воздуха с температурой, близкой к 0°C, формула (VII.13) принимает следующий вид:

$$t_{\text{кал}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} : (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (\text{VII.15})$$

Калориметрическую температуру горения можно определить также на основе жаропроизводительности топлива. Так, при сжигании топли-

ва и воздуха с температурой 0°C тепловые балансы процесса горения без избытка и с избытком воздуха определяются уравнениями:

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} t_{\text{max}},$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) t_{\text{кал}}.$$

Отсюда

$$V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} t_{\text{max}} = (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) t_{\text{кал}},$$

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}}}{V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}} ^{\circ}\text{C}. \quad (\text{VII.16})$$

Для упрощения подсчета делим числитель и знаменатель на V_{Σ}^0 . Получаем

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{C_{0-t_{\text{max}}}}{C_{\text{пр.сг}} + \frac{V_{\text{в}}^{\text{изб}}}{V_{\Sigma}^0} C_{\text{в}}^{\text{изб}}} ^{\circ}\text{C}. \quad (\text{VII.17})$$

Заменяя в этой формуле отношение объемов избыточного воздуха, содержащегося в продуктах сгорания, к суммарному стехиометрическому объему продуктов сгорания выражением $(h-1) \cdot B$, где $(h-1)$ — объем избыточного воздуха, м^3 на 1 м^3 неразбавленных сухих продуктов полного сгорания, B — отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания, получим

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{C_{0-t_{\text{max}}}}{C_{\text{пр.сг}} + (h-1) B C_{\text{в}}^{\text{изб}}} ^{\circ}\text{C}. \quad (\text{VII.18})$$

При подсчете по формуле (VII.18) отпадает необходимость в определении объема продуктов сгорания, а следовательно, и состава сжигаемого топлива, на основе которого фиксируют объем продуктов сгорания.

При подогреве воздуха калориметрическую температуру горения можно приближенно подсчитать на основе жаропроизводительности топлива по формуле

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{C_{0-t_{\text{max}}}}{C_{\text{пр.сг}} + (h-1) B C_{\text{в}}^{\text{изб}}} + t_{\text{в}} K M ^{\circ}\text{C}, \quad (\text{VII.19})$$

где K — отношение теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до $t_{\text{в}}$ к теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов сгорания в интервале температур от 0 до t_{max} (значения величины K приведены в табл. 40); M — отношение объемов воздуха и продуктов сгорания (см. табл. 30).

Подобно жаропроизводительности калориметрическую температуру подсчитывают с учетом сгорания топлива в абсолютно сухом воздухе $t_{\text{кал}}$ и в воздухе, содержащем 1% (по массе) H_2O , $t_{\text{кал}}'$.

Значение $t_{\text{кал}}$ различных видов топлива в зависимости от коэффициента избытка воздуха приведены в гл. XI—XXVI.

Величина $t_{\text{кал}}$ в сопоставимых условиях примерно на 30 град выше, чем $t_{\text{кал}}'$.

Приведем пример подсчета $t_{\text{кал}}'$.

Определить калориметрическую температуру горения природного газа, если состав сухих продуктов сгорания: 11,2% CO_2 ; 1,1% O_2 ; 87,7% N_2 ; температура газа $\sim 0^{\circ}\text{C}$, температура воздуха 300°C ; t_{max} природного газа 2010°C ; $\text{CO}_{2\text{max}}$ природного газа 11,8%; $B=0,8$; $M=0,9$; $C_{\text{пр.сг}}=0,40$ при температуре от 1800 до 2000°C ; $C_{\text{в}}=0,36$ при температуре от 1800 до 2000°C ; $K=0,79$ при 300°C ; $h=11,8$; $11,2=1,05$:

$$t_{\text{кал}}' = 2010 \frac{0,4}{0,4 + (1,05 - 1) \cdot 0,8 \cdot 0,36} + 300 \cdot 0,9 \cdot 0,79 \approx 2150^{\circ}\text{C}.$$

Определение теоретической температуры горения

Теоретическая температура горения $t_{\text{теор}}$ отличается от жаропроизводительности $t_{\text{мах}}$ тем, что при подсчете $t_{\text{теор}}$ учитывается теплота диссоциации продуктов горения. При высокой температуре CO_2 диссоциирует с образованием CO и O_2 , а H_2O — с образованием H_2 и O_2 .

Степень диссоциации возрастает с повышением температуры и снижением парциального давления CO_2 и H_2O . Так, при парциальном давлении CO_2 , равном $0,2 \text{ кгс/см}^2$, при сжигании углерода при атмосферном давлении в стехиометрическом объеме воздуха и содержании в продуктах сгорания 20% CO_2 при 1800°C диссоциирует около 3,7% CO_2 , при 1900°C — около 6%, при 2000°C — около 10%, при 2100°C — около 15%, при 2200°C — около 23%.

Таким образом, с повышением температуры диссоциация CO_2 быстро возрастает, и при 3000°C диссоциирует около 90% CO_2 .

При понижении парциального давления CO_2 степень диссоциации возрастает. Так, например, при 2000°C и давлении CO_2 , равном 1 кгс/см^2 , диссоциирует 6% CO_2 и при давлении $0,1 \text{ кгс/см}^2$ — около 12,5%.

Водяной пар диссоциирует при равных температурах и давлениях в значительно меньшей степени, чем двуокись углерода. Так, при 2000°C и парциальном давлении 1 кгс/см^2 диссоциирует около 2%, при давлении $0,2 \text{ кгс/см}^2$ — около 3,5% и при давлении $0,1 \text{ кгс/см}^2$ — около 4% H_2O .

Таким образом, степень диссоциации водяного пара при температуре 2000°C примерно втрое меньше степени диссоциации двуокиси углерода.

При подсчете температуры в топках при сжигании топлива с высокой жаропроизводительностью и в особенности при подогреве воздуха необходимо считаться с понижением температуры вследствие диссоциации продуктов сгорания.

Методика подсчета температуры горения с учетом диссоциации продуктов сгорания была разработана акад. Н. С. Курнаковым [50] и получила широкое применение в расчетах металлургических процессов и процессов горения. Метод подсчета в большой степени осложняется необходимостью учета изменения вследствие диссоциации двух величин — температуры и объема продуктов горения.

Следует отметить, что при высокой температуре необходимо считаться не только с диссоциацией двуокиси углерода с образованием окиси углерода и кислорода и диссоциацией водяного пара с образованием водорода и кислорода, но и с более далеко идущей диссоциацией продуктов сгорания с образованием гидроксидов и атомарного водорода и кислорода, а также с появлением в составе продуктов сгорания окиси азота NO в результате эндотермического процесса окисления азота. Так, подсчеты состава продуктов сгорания при атмосферном давлении октана (C_8H_{18}) в стехиометрическом объеме воздуха, произведенные Я. Б. Зельдовичем и А. И. Полярным, показали, что при 2127°C в составе продуктов горения содержится, %: 72,1 N_2 ; 12,61 H_2O ; 9,88 CO_2 ; 2,31 CO ; 1,14 OH ; 0,41 NO ; 0,92 O_2 ; 0,12 H и 0,09 O [51].

Таким образом, трудоемкий подсчет теоретической температуры горения, производимый по указанной выше методике [50], не вполне точен, поскольку учитывается только диссоциация CO_2 и H_2O с образованием CO , H_2 и O_2 и не принимается во внимание содержание в продуктах горения гидроксидов и атомарных газов. Допускаемая при этом погрешность может быть оценена следующим образом. Теплота диссоциации в пересчете на 1 м^3 исходных продуктов сгорания октана равна 101 ккал с учетом образования CO , H_2 и O_2 и около 108 ккал с учетом образования также закиси азота, гидроксидов и атомарных газов.

Степень диссоциации двуокиси углерода

t, °C	Парциальное											
	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18
1500	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
1600	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,55	1,5	1,45	1,5	1,35	1,3
1700	4,1	3,8	3,5	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3
1800	6,9	6,3	5,9	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,2	4,0	3,8
1900	11,1	10,1	9,5	8,9	8,5	8,1	7,8	7,6	7,2	6,8	6,5	6,3
2000	18,0	16,5	15,4	14,6	13,9	13,4	12,9	12,5	11,8	11,2	10,8	10,4
2100	25,9	23,9	22,4	21,3	20,3	19,6	18,9	18,3	17,3	16,6	15,9	15,3
2200	37,6	35,1	33,1	31,5	30,3	29,2	28,3	27,5	26,1	25,0	24,1	23,3
2300	47,6	44,7	43,5	40,7	39,2	37,9	36,9	35,9	34,3	32,9	31,8	30,9
2400	59,0	56,0	53,7	51,8	50,2	48,8	47,6	46,5	44,6	43,1	41,8	40,6
2500	69,1	66,3	64,1	62,2	60,6	59,3	58,0	56,9	55,0	53,4	52,0	50,7
2600	77,7	75,2	73,3	71,6	70,2	68,9	67,8	66,7	64,9	63,4	62,0	60,8
2700	84,4	82,5	81,1	79,8	78,6	77,6	76,6	75,7	74,1	72,8	71,0	70,5
2800	89,6	88,3	87,2	86,1	85,2	84,4	83,7	83,0	81,7	80,6	79,6	78,7
2900	93,2	92,2	91,4	90,6	90,0	89,4	88,8	88,3	87,4	86,5	85,8	85,1
3000	95,6	94,9	94,4	93,9	93,5	93,1	92,7	92,3	91,7	91,1	90,6	90,1

Следовательно, расхождение составляет около 7 ккал на 1 м³ продуктов сгорания, или около 450 ккал на 1 м³ октана.

Указанная величина составляет около 0,8% по отношению к теплоте сгорания октана. Температура горения, подсчитанная без учета более глубокой диссоциации продуктов сгорания при указанной температуре, также примерно на 0,8%, или на 15 град отличается от температуры горения, подсчитанной с более полным учетом продуктов диссоциации.

Теоретическая и расчетная температуры горения в большой степени зависят от точности заданного соотношения топлива и воздуха. Так, при увеличении избытка подаваемого воздуха на 1% расчетная температура горения снижается примерно на 0,5%. Между тем контроль процесса горения, осуществляемый по газовому анализу, в большинстве случаев не позволяет поддерживать избыток воздуха с точностью, превышающей 1%, что соответствует изменению содержания кислорода около 0,2%.

В связи с этим следует считаться с определенными погрешностями в подсчете теоретической и расчетной температур горения, производимом по принятой в настоящее время сложной и трудоемкой методике.

Как уже отмечалось, в технических расчетах при сжигании топлива без применения обогащенного кислородом воздуха и при поддержании температуры ниже 2100°C обычно считаются с образованием в продуктах сгорания в результате диссоциации только CO, H₂ и O₂. В этих случаях с учетом указанных выше погрешностей можно приближенно подсчитать теоретическую и расчетную температуры горения по простой методике, основанной на следующих положениях.

Объем продуктов сгорания в результате диссоциации CO₂ и H₂O возрастает, однако теплосодержание продуктов сгорания, не диссоциированных и частично диссоциированных, при той же температуре практически почти не меняется вследствие того, что объемная теплоемкость исходных трехатомных газов CO₂ и H₂O более высока по сравнению с теплоемкостями образующихся двухатомных газов. Так, объемная теп-

давление, кгс/см ²											
0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,41	0,4
1,3	1,2	1,1	1,0	0,95	0,9	0,85	0,83	0,79	0,75	0,72	0,7
2,2	2,0	1,9	1,8	1,75	1,7	1,65	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3
3,7	3,5	3,3	3,1	3,0	2,9	2,75	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2
6,1	5,6	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,6
10,0	9,4	8,8	8,4	8,0	7,7	7,4	7,1	6,8	6,5	6,2	6,0
14,9	13,9	13,1	12,5	12,0	11,5	11,2	10,5	10,1	9,7	9,3	9,0
22,6	21,2	20,1	19,2	18,5	17,9	17,3	16,4	15,6	15,0	14,5	14,0
30,0	28,2	26,9	25,7	24,8	24,0	23,2	22,1	21,1	20,3	19,6	19,0
39,6	37,5	35,8	34,5	33,3	32,3	31,4	29,9	28,7	27,7	26,8	26,0
49,7	47,3	45,4	43,9	42,6	41,4	40,4	38,7	37,2	36,0	34,9	34,0
59,7	57,4	55,5	53,8	52,4	51,2	50,1	48,2	46,6	45,3	44,1	43,0
69,4	67,3	65,5	63,9	62,6	61,3	60,3	58,4	56,8	55,4	54,1	53,0
77,9	76,1	74,5	73,2	71,9	70,8	69,9	63,1	66,6	65,3	64,1	63,0
84,5	83,0	81,8	80,7	79,7	78,8	78,0	76,5	75,2	74,0	73,0	72,0
89,6	88,5	87,6	86,8	86,0	85,4	84,7	83,6	82,5	81,7	80,8	80,0

теплотемкость CO_2 от 0 до 2000°C равна $0,5785 \text{ ккал/м}^3$, теплотемкость CO $0,3592 \text{ ккал/м}^3$ и теплотемкость кислорода $0,3748 \text{ ккал/м}^3$ (см. табл. 36). Следовательно, теплосодержание $1 \text{ м}^3 \text{ CO}$ и $0,5 \text{ м}^3 \text{ O}_2$, образующихся в результате диссоциации $1 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$, мало отличается от теплосодержания исходной CO_2 :

$$C_{\text{CO}} + 0,5C_{\text{O}_2} = 0,3592 + 0,5 \cdot 0,3748 = 0,5466 \text{ ккал/}(\text{м}^3 \text{ CO}_2 \cdot ^\circ\text{C}).$$

По отношению к теплосодержанию исходной CO_2 разность составляет

$$\text{CO}_2 = \frac{(0,5466 - 0,5785) \cdot 100}{0,5785} = -5\%.$$

Теплосодержание продуктов диссоциации $1 \text{ м}^3 \text{ H}_2\text{O}$ в большей степени отличается от теплосодержания исходного водяного пара:

$$C_{\text{H}_2\text{O}}^{0-2000} = 0,4688 \text{ ккал/}(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C});$$

$$C_{\text{H}_2}^{0-2000} + 0,5 \cdot C_{\text{O}_2}^{0-2000} = 0,3362 + 0,5 \cdot 0,3748 = 0,5236 \text{ ккал/}(\text{м}^3 \text{ H}_2\text{O} \cdot ^\circ\text{C});$$

$$\text{H}_2\text{O} = \frac{(0,5236 - 0,4688) \cdot 100}{0,4688} = +11\%.$$

Итак, теплосодержание продуктов диссоциации CO_2 несколько ниже теплосодержания исходной двуокиси углерода, а теплосодержание продуктов диссоциации H_2O выше, чем у исходного водяного пара.

С учетом того, что CO_2 диссоциирует в сопоставимых условиях в большей степени, чем водяной пар, суммарные отклонения в теплосодержании продуктов диссоциации и исходных газов у большинства видов топлива в значительной степени нивелируются.

Поскольку при температурах до 2100°C диссоциирует лишь малая часть CO_2 и H_2O и, следовательно, еще меньшая часть суммарного объема продуктов сгорания топлива, содержащих высокий процент азо-

Степень диссоциации водяного пара

t, °C	Парциальное											
	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18
1600	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,63	0,60	0,58	0,56	0,54	0,52
1700	0,60	1,45	1,35	1,27	1,20	1,16	1,12	1,08	1,02	0,95	0,90	0,85
1800	2,70	2,40	2,25	2,10	2,00	1,90	1,85	1,80	1,70	1,60	1,53	1,46
1900	4,45	4,05	3,80	3,60	3,40	3,25	3,10	3,00	2,85	2,70	2,60	2,50
2000	6,30	5,75	5,35	5,05	4,80	4,60	4,45	4,30	4,00	3,80	3,55	3,50
2100	9,35	8,55	7,95	7,50	7,10	6,80	6,55	6,35	6,00	5,70	5,45	5,25
2200	13,4	12,3	11,5	10,8	10,3	9,90	9,60	9,30	8,80	8,35	7,95	7,65
2300	17,5	16,0	15,4	15,0	14,3	13,7	13,3	12,9	12,2	11,6	11,1	10,7
2400	24,4	22,5	21,0	20,0	19,1	18,4	17,7	17,2	16,3	15,6	15,0	14,4
2500	30,9	28,5	26,8	25,6	24,5	23,5	22,7	22,1	20,9	20,0	19,3	18,6
2600	39,7	37,1	35,1	33,5	32,1	31,0	30,1	29,2	27,8	26,7	25,7	24,8
2700	47,3	44,7	42,6	40,7	39,2	37,9	36,9	35,9	34,2	33,0	31,8	30,8
2800	57,6	54,5	52,2	50,3	48,7	47,3	46,1	45,0	43,2	41,6	40,4	39,3
2900	65,6	62,8	60,5	58,6	56,9	55,5	54,3	53,2	51,3	49,7	48,3	47,1
3000	72,9	70,6	68,5	66,7	65,1	63,8	62,6	61,6	59,6	58,0	56,6	55,4

та, можно для упрощенного подсчета теоретической и расчетной температур горения принять, что произведение объемов продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость в температурном интервале от 0 до $t_{\text{теор}}$ не меняется в результате диссоциации CO_2 и H_2O [37].

При таком допущении теоретическую температуру горения можно подсчитать по формуле

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дис}}}{VC}, \quad (\text{VII.20})$$

где $Q_{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг или ккал/м³; $Q_{\text{дис}}$ — теплота диссоциации продуктов сгорания, образующихся при сгорании 1 кг или 1 м³ топлива, ккал/кг или ккал/м³; V — объем продуктов сгорания, м³/кг или м³/м³; C — средневзвешенная теплоемкость продуктов сгорания от 0 до $t_{\text{теор}}$ ккал/м³·°C.

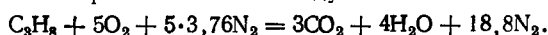
Значения средневзвешенной теплоемкости продуктов сгорания от 0 до t приведены в табл. 36.

Следовательно, упрощенный подсчет теоретической температуры горения $t_{\text{теор}}$ отличается от подсчета жаропрочности t_{max} лишь необходимостью учета теплоты диссоциации $Q_{\text{дис}}$.

Данные о степени диссоциации CO_2 и H_2O при различных температурах и парциальных давлениях приведены в табл. 45 и 46.

Приведем пример подсчета теоретической температуры горения пропана.

Низшая теплота сгорания пропана 21 800 ккал/м³. Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха



Объем продуктов сгорания 25,8 м³.

Состав продуктов сгорания, %: 11,5 CO_2 ; 15,5 H_2O ; 73,0 N_2 .

Задаемся температурой горения 2000 °C и подсчитываем значение теплоты диссоциации CO_2 и H_2O при парциальных давлениях 0,115 и 0,155 кгс/см² и температуре 2000 °C. Степень диссоциации CO_2 $\alpha=0,12$ (табл. 45).

давление, кгс/см ²											
0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00
0,50	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38	0,35	0,32	0,30	0,29	0,28
0,80	0,76	0,73	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50
1,40	1,30	1,25	1,20	1,15	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,86	0,82
2,40	2,20	2,10	2,00	1,90	1,80	1,70	1,63	1,56	1,50	1,45	1,40
3,40	3,15	2,95	2,80	2,65	2,57	2,50	2,40	2,30	2,20	2,10	2,00
5,10	4,80	4,55	4,30	4,10	3,90	3,70	3,55	3,40	3,25	3,10	3,00
7,10	6,90	6,50	6,25	5,90	5,65	5,40	5,10	4,90	4,70	4,55	4,40
10,4	9,60	9,10	8,70	8,40	8,00	7,70	7,30	6,90	6,70	6,40	6,20
13,9	13,0	12,2	11,7	11,2	10,8	10,4	9,9	9,4	9,0	8,7	8,4
18,0	16,8	15,9	15,2	14,6	14,1	13,7	12,9	12,3	11,7	11,3	11,0
24,1	22,6	21,5	20,5	19,7	19,1	18,5	17,5	16,7	16,0	15,5	15,0
29,9	28,2	26,8	25,7	24,8	24,0	23,3	22,1	21,1	20,3	19,6	19,0
38,3	36,2	34,6	33,3	32,2	31,1	30,2	28,8	27,6	25,5	25,8	25,0
46,0	43,7	41,9	40,5	39,2	38,1	37,1	35,4	34,1	32,9	31,9	31,0
54,3	51,9	50,0	48,4	47,0	45,8	44,7	42,9	41,4	40,1	39,0	38,0

Теплота диссоциации CO_2 :

$$Q_{\text{дис}}^{\text{CO}_2} V_{\text{CO}_2} \cdot \alpha Q_{\text{CO}} = 3 \cdot 0,12 \cdot 3030 = 1090 \text{ ккал.}$$

Степень диссоциации H_2O $b = 0,036$ (табл. 46).

Теплота диссоциации H_2O :

$$Q_{\text{дис}}^{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}} b_{\text{H}_2} = 4 \cdot 0,36 \cdot 2580 = 370 \text{ ккал.}$$

Суммарная теплота диссоциации

$$Q_{\text{дис}}^{\Sigma} = Q_{\text{дис}}^{\text{CO}_2} + Q_{\text{дис}}^{\text{H}_2\text{O}} = 1090 + 370 = 1460 \text{ ккал.}$$

Теоретическая температура горения

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дис}}}{VC} = \frac{21\,800 - 1460}{25 \cdot 8 \cdot 0,4} = 1970^\circ\text{C} = 2240^\circ\text{K.}$$

На рис. 10 приведены для сопоставления значения теоретической температуры горения при атмосферном давлении некоторых углеводородов. Теоретическая температура горения пропана при $\alpha = 1$ равна около 2250°K .

Подсчитанная аналогичным образом по упрощенной методике теоретическая температура горения метана равна 1930°C , или 2200°K .

Значение теоретической температуры горения метана по этому графику равно 2220°K . Теоретическая температура горения бензола, подсчитанная по формуле (VII.20), равна 2060°C , или около 2330°K и мало отличается от температуры, приведенной на указанном графике (2340°K).

Таким образом, для определения теоретической температуры горения, развиваемой в условиях сжигания топлива в воздухе (до 2100°C), можно пользоваться достаточной для технических расчетов степенью точности простой методикой подсчета [37].

При t_{max} порядка 2200°C $t_{\text{теор}} = t_{\text{max}} \cdot 0,93$, а при t_{max} порядка 2100°C $t_{\text{теор}} = t_{\text{max}} \cdot 0,94$.

При сжигании топлива в кислороде или обогащенном кислороде в воздухе при значительно более высоких температурах необходимо под-

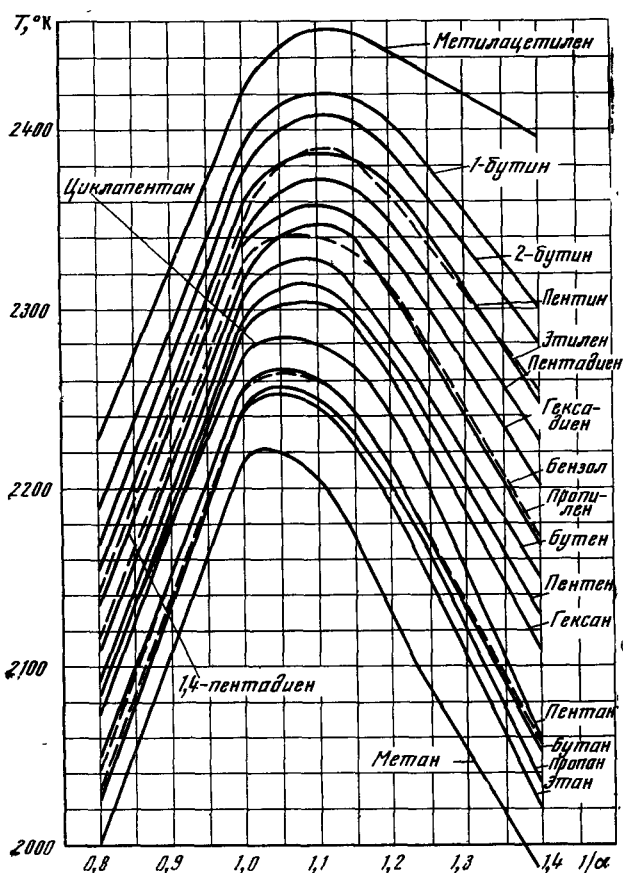


Рис. 10. Теоретические и расчетные температуры горения углеводородов

считывать температуру горения с учетом образования сложной гаммы продуктов диссоциации. В этих случаях различие между теоретической температурой горения и жаропроизводительностью, подсчитываемой без учета диссоциации, очень велико (рис. 11).

Теоретическую температуру горения, подсчитанную при сжигании в абсолютно сухом воздухе, обозначают $t_{\text{теор}}$, а при учете содержания в воздухе 1% (по массе) H_2O $t'_{\text{теор}}$.

Различие между $t'_{\text{теор}}$ и $t_{\text{теор}}$ — около 30°C , $t'_{\text{теор}} = t_{\text{теор}} - 30^\circ\text{C}$.

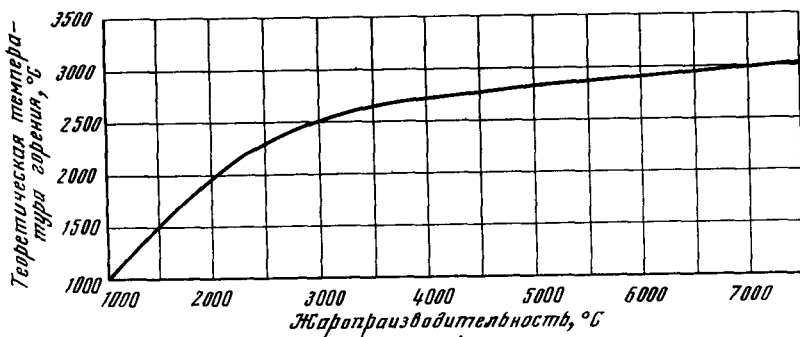


Рис. 11. Соотношения жаропроизводительности и теоретической температуры горения топлива

Определение расчетной температуры горения

Расчетную температуру горения с учетом диссоциации продуктов сгорания, подогрева воздуха и топлива и содержания в продуктах сгорания избыточного воздуха можно подсчитать по формуле

$$t_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дис}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}} + V_{\text{т}} C_{\text{т}} t_{\text{т}}}{V_{\text{пр.сг}} C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}}} \% . \quad (\text{VII.21})$$

Значения теплоемкостей продуктов сгорания $C_{\text{пр.сг}}$ воздуха $C_{\text{в}}$ и топлива $C_{\text{т}}$ приведены в гл. VI.

Расчетную температуру горения можно определить также на основе калориметрической температуры горения с введением поправочного коэффициента φ :

$$t_{\text{расч}} = t_{\text{кал}} \varphi . \quad (\text{VII.22})$$

Для природного и сжиженного газов коэффициент φ равен около 0,95 при калориметрической температуре горения от 2000 до 2100 °С и около 0,96 при калориметрической температуре горения от 1900 до 2000 °С [52].

Глава VIII

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ

При сжигании топлива его потенциальное тепло преобразуется в физическое, или располагаемое, тепло продуктов сгорания $Q_{\text{пр. сг}}$. Располагаемое тепло продуктов сгорания (Q_1) используется в установках, а неиспользуемое (Q_2) теряется с уходящими газами в окружающую среду.

Располагаемое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать двумя методами: на основе теплоты сгорания топлива или на основе его жаропроизводительности.

ПОДСЧЕТ РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ НА ОСНОВЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Располагаемое тепло продуктов сгорания определяют по формуле

$$Q_{\text{пр. сг}} = V_{\Sigma} C_{\text{пр. сг}} t_{\text{пр. сг}} \text{ ккал}, \quad (\text{VIII.1})$$

где V_{Σ} — суммарный объем продуктов сгорания, определяемый по формуле (III.15); $t_{\text{пр. сг}}$ — температура продуктов сгорания, °С; $C_{\text{пр. сг}}$ — средняя теплоемкость продуктов сгорания от 0 до $t_{\text{пр. сг}}$, ккал/(м³·°С).

Физическое тепло продуктов сгорания в процентах по отношению к теплоте сгорания сжигаемого топлива подсчитывают по формуле

$$q_{\text{пр. сг}} = \frac{Q_{\text{пр. сг}} \cdot 100}{B_{\Gamma} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{P}}} = \frac{V_{\Sigma} C_{\text{пр. сг}} t_{\text{пр. сг}}}{B_{\Gamma} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{P}}} \cdot 100\%, \quad (\text{VIII.2})$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{P}}$ — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг для твердого и жидкого или ккал/м³ для газообразного; B_{Γ} — количество сжигаемого топлива, кг для твердого и жидкого или м³ для газообразного.

Для подсчета располагаемого тепла продуктов сгорания по формуле (VIII.2) необходимо знать: состав и температуру продуктов сгорания, количество сжигаемого топлива и его теплоту сгорания и, наконец, состав топлива, на основе которого подсчитывают объем продуктов сгорания. По формуле можно подсчитать также физическое тепло уходящих газов, отводимых из установки, т. е. потери тепла с уходящими газами.

Однако в большинстве случаев потери тепла с уходящими газами определяют по разности между физическим теплом уходящих газов и физическим теплом воздуха, поступающим в установку. При таком методе подсчета потери тепла с уходящими газами Q_2 определяют по формуле

$$Q_2 = V_{\text{y. r}} C_{\text{y. r}} t_{\text{y. r}} - V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}} \text{ ккал}, \quad (\text{VIII.3})$$

где $V_{y.g}$ и V_b — объемы уходящих газов и воздуха, m^3 ; $t_{y.g}$ и t_b — температуры уходящих газов и воздуха, $^{\circ}C$; $C_{y.g}$ и C_b — средняя объемная теплоемкость уходящих газов и воздуха, $ккал/м^3 \cdot ^{\circ}C$.

Подсчет по формуле (VIII.3) обычно упрощают, приравнявая объемы и теплоемкости уходящих газов и воздуха, т. е. принимая

$$V_{y.g} = V_b \text{ и } C_{y.g} = C_b.$$

В этом случае формула (VIII.3) принимает вид

$$Q_2 = V_{y.g} C_{y.g} (t_{y.g} - t_b) \text{ ккал.} \quad (VIII.4)$$

При указанном допущении потери тепла с уходящими газами несколько завышаются, так как объем $V_{y.g}$ превышает объем воздуха, а теплоемкость продуктов сгорания в интервале температур от 0 до $t_{y.g}$ выше теплоемкости воздуха от 0 до t_b .

Для повышения точности подсчета в формулу (VIII.4) можно ввести коэффициент

$$l = V_b C_b / V_{y.g} C_{y.g}. \quad (VIII.5)$$

Значения величины l для температуры уходящих газов $200-300^{\circ}C$, температуры воздуха $20-30^{\circ}C$ и коэффициента избытка воздуха около 1,5 следующие (округленно):

Антрацит	0,9	Природный газ	0,85
Камениый уголь	0,9	Коксовый газ	0,8
Бурый уголь	0,85	Генераторный газ из	
Сланцы	0,8	битуминозного	0,6
Торф	0,75	топлива	
Дрова	0,75	тощего топлива	0,5
Жидкое топливо	0,9	Домениый газ	0,5
Нефтяные газы	0,9		

С учетом коэффициента l

$$Q_2 = V_{y.g} C_{y.g} (t_{y.g} - l t_b) \text{ ккал.} \quad (VIII.6)$$

При сопоставлении тепловых балансов котлов и печей обычно не подсчитывают физическое тепло топлива, если оно подается в топку неподогретым, и тогда для подсчета потерь тепла с уходящими газами целесообразно использовать формулу

$$Q_2 = V_{y.g} C_{y.g} t_{y.g} - (V_b C_b t_b + B_T C_T t_T) \text{ ккал.} \quad (VIII.7)$$

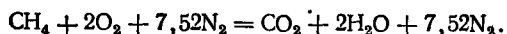
При температуре топлива около $20^{\circ}C$ величина l' близка к единице:

$$l' = \frac{V_b C_b + B_T C_T}{V_{\Sigma} C_{\Sigma}} \approx 1. \quad (VIII.8)$$

В соответствии с этим потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле (VIII.4) без введения поправочного коэффициента.

Подсчет. Сжигается природный газ с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,2$. Температура природного газа и воздуха $20^{\circ}C$; температура уходящих газов $200^{\circ}C$. Определить величину l' .

Уравнение горения природного газа (метана)



Расход воздуха при $\alpha = 1,2$

$$V_b = 1,2 \cdot (2 + 7,52) = 11,42 \text{ м}^3.$$

Объем продуктов сгорания при $\alpha=1,2$

$$V_{\Sigma} = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2 + (\alpha-1)V_{\text{в}} = \\ = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2 + 1,0V_{\text{в}} = 12,42 \text{ м}^3$$

Теплоемкость (см. табл. 36 и 38) природного газа при 20 °С 0,37 ккал/(м³·°С), воздуха при 20 °С 0,31 ккал/(м³·°С), продуктов сгорания при 200 °С 0,33 ккал/(м³·°С).

$$l' = \frac{11,42 \cdot 0,31 + 1 \cdot 0,37}{12,42 \cdot 0,33} = 0,95.$$

В этих условиях потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле (VIII.4) без введения поправочного коэффициента

$$q_2 = \frac{Q_2 \cdot 100}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{[V_{\text{у.г}} C_{\text{у.г}} t_{\text{у.г}} - (V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}} + B_{\text{т}} C_{\text{т}} t_{\text{т}})] \cdot 100}{B_{\text{т}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \% \quad (\text{VIII.9})$$

При сжигании твердого топлива и значительных потерях тепла вследствие механической неполноты горения (q_4), обусловленной провалом топлива сквозь колосниковую решетку, содержанием несгоревших частиц топлива в золе, шлаках и дымовых газах, потери тепла с уходящими газами корректируют с учетом

$$q_2 = \frac{Q_2 (100 - q_4)}{B_{\text{т}} Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \% \quad (\text{VIII.10})$$

При нагреве топлива в паровых подогревателях или иных устройствах, не входящих в состав котлоагрегата или печной установки, т. е. работающих не на использовании тепла уходящих газов, q_2 определяют, вводя величину $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$ — располагаемое тепло рабочего топлива:

$$q_2 = \frac{Q_2 \cdot 100}{B_{\text{т}} Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \% \quad (\text{VIII.11})$$

или

$$q_2 = \frac{Q_2 (100 - q_4)}{B_{\text{т}} Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \% \quad (\text{VIII.12})$$

Располагаемое тепло топлива [42] подсчитывают по формуле

$$Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_{\text{а}}^{\text{р}} + Q_{\text{т}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{в}} \text{ ккал/кг}, \quad (\text{VIII.13})$$

где $Q_{\text{т}}$ — физическое тепло нагретого топлива, ккал/кг или ккал/м³ для газа; $Q_{\text{ф}}$ — физическое тепло пара, используемого в форсунках для распыливания мазута, ккал/кг топлива; $Q_{\text{в}}$ — физическое тепло нагретого воздуха, ккал/кг топлива.

ПОДСЧЕТ РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ НА ОСНОВЕ ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТОПЛИВА

Из уравнения теплового баланса процесса горения топлива в стехиометрическом объеме воздуха

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} t_{\text{max}}$$

ясна возможность замены в формуле (VIII.2) весьма малостабильной величины — теплоты сгорания топлива $Q_{\text{н}}$ значительно более постоянной для определенных классов топлива характеристикой — жаропроизводительностью (t_{max}).

При полном сгорании топлива в стехиометрическом количестве воздуха физическое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле

$$q_2 = \frac{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{пр.ср}}} t_{\text{пр.ср}}}{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} t_{\text{max}}} \cdot 100\%, \quad (\text{VIII.14})$$

где V_{Σ}^0 — объем продуктов сгорания в стехиометрическом количестве воздуха, $\text{м}^3/\text{кг}$ твердого и жидкого топлива или $\text{м}^3/\text{м}^3$ газа; $C_{0-t_{\text{пр.ср}}}$ — теплоемкость продуктов сгорания от нуля до температуры продуктов сгорания, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$; $C_{0-t_{\text{max}}}$ — средняя теплоемкость продуктов сгорания от нуля до максимальной температуры горения, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$.

Соотношение теплоемкости неразбавленных воздухом продуктов сгорания от нуля до температуры продуктов сгорания ($t_{\text{пр.ср}}$) и от 0 до максимальной температуры продуктов сгорания, определяемой жаропроизводительностью топлива, легко установить на основе рассмотренного выше постоянства теплоемкостей продуктов сгорания различных видов топлива в определенном температурном интервале.

Это позволяет заменить соотношение $C_{0-t_{\text{пр.ср}}}/C_{0-t_{\text{max}}}$ в формуле (VIII.14) постоянной величиной C' , зависящей только от температуры продуктов сгорания и жаропроизводительности сжигаемого топлива:

$$q_2 = \frac{t_{\text{пр.ср}}}{t_{\text{max}}} C' \cdot 100\%. \quad (\text{VIII.15})$$

Значения величины C' даны в табл. 40.

При сжигании топлива с коэффициентом расхода воздуха менее единицы в формулу (VIII.14) вводят множитель h :

$$q_2 = \frac{t_{\text{пр.ср}}}{t_{\text{max}}} C' h \cdot 100\%. \quad (\text{VIII.16})$$

При сжигании топлива с избытком воздуха физическое тепло продуктов сгорания можно подсчитать по формуле

$$q = \left[\frac{t_{y.g}}{t_{\text{max}}} C' \cdot 100 + \frac{t_{y.g} (h-1) BK}{t_{\text{max}}} \cdot 100 \right] \%$$

или

$$q = \frac{t_{y.g}}{t_{\text{max}}} [C' + (h-1) BK] \cdot 100\%, \quad (\text{VIII.17})$$

где h — коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания, определяемый по формуле (V.19); B — отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания (значения величины B приведены в табл. 34); $(h-1)B$ — содержание воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$ неразбавленных воздухом влажных продуктов полного сгорания; K — отношение средней теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до $t_{y.g}$ к теплоемкости неразбавленных воздухом продуктов полного сгорания в интервале температур от 0 до t_{max} (см. табл. 40).

При учете температуры поступающего воздуха формула (VIII.17) приобретает вид

$$q_2 = \frac{t_{y.g} - t_{\text{в}}}{t_{\text{max}}} [C' + (h-1) BK] \cdot 100\%. \quad (\text{VIII.18})$$

Формулы (VIII.15) и (VIII.18) справедливы для условий сжигания топлива в абсолютно сухом воздухе.

При сжигании топлива в воздухе, содержащем 1% (по массе) H_2O , как это принято в нормативном методе теплового расчета котельного агрегата, жаропроизводительность снижается примерно на 30 град [53—55].

Жаропроизводительность топлива с учетом содержания указанного количества влаги в воздухе $t'_{\max}$ приведена в гл. XI—XXVII.

В соответствии с этим потери тепла с уходящими газами подсчитывают по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y,r} - t_b}{t'_{\max}} [C' + (h-1)BK] \cdot 100\%. \quad (\text{VIII.19})$$

Потери тепла с уходящими газами при внешнем подогреве воздуха и топлива можно подсчитать по жаропроизводительности топлива по формулам

$$q_2 = \frac{t_{y,r}}{t'_{\max} (1 + nt\beta' + mt_r)} [C' + (h-1)BK] \cdot 100\%; \quad (\text{VIII.20})$$

$$q_2 = \frac{t_{y,r} - t_{x,b}}{t'_{\max} (1 + nt\beta' + mt_r)} [C' + (h-1)BK] \cdot 100\%, \quad (\text{VIII.21})$$

где n — коэффициент, определяющий отношение физического тепла воздуха, нагретого на 1° , к низшей теплоте сгорания топлива; t — температура внешнего нагрева воздуха; β' — отношение действительного объема нагретого воздуха к теоретически необходимому; m — коэффициент, определяющий отношение физического тепла топлива, нагретого на 1° , к низшей теплоте сгорания; t_r — температура топлива, $^\circ\text{C}$.

Для топлива с высокой жаропроизводительностью $m=0,00005$; $n=0,00035$.

Формула (VIII.18) справедлива для всех видов топлива и для совместного сжигания различных видов топлива. При сжигании одного вида топлива с мало меняющимся содержанием балласта можно подставить в формулу (VIII.18) значения $t'_{\max}$ и B для данного вида топлива и значения C' и K для определенных температурных интервалов продуктов сгорания. Подставляя далее в формулу значения величины $(h-1)$ в зависимости от содержания в продуктах сгорания углеродсодержащих газов, т. е. $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, получаем простую формулу для подсчета располагаемого тепла продуктов сгорания и потерь тепла с уходящими газами [37]:

$$q_2 = 0,01Z(t_{y,r} - t_b) \%. \quad (\text{VIII.22})$$

Значения величины Z для различных температурных интервалов продуктов сгорания в зависимости от степени разбавления их воздухом, т. е. от содержания в продуктах сгорания суммы $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, приведены в гл. XI—XXV.

Проф. С. Я. Корницкий предложил для подсчета потерь тепла с уходящими газами формулу

$$q_2 = (K' + K''\alpha) \frac{t_{y,r} - t_b}{100} \%$$

и привел значения коэффициентов K' и K'' для продуктов сгорания, выводимых из паровых котлов [47].

Работы С. Я. Корницкого были развиты Я. Л. Пеккером [56].

Глава IX

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ

ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА НА ОСНОВЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания, обусловленные содержанием в продуктах неполного сгорания газообразных горючих компонентов CO , H_2 и CH_4 , можно подсчитать на основе теплоты сгорания топлива Q_{H}^{P} или исходя из теплоты сгорания топлива, отнесенной к 1 м^3 сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха P .

При подсчете по первому методу суммарные потери тепла определяют по формуле

$$Q_3 = V_{\text{с.г}} (30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) \text{ ккал}, \quad (\text{IX.1})$$

где CO , H_2 и CH_4 — содержание окиси углерода, водорода и метана в сухих продуктах неполного сгорания, % (объемн.); 30,2; 25,8 и 85,5 — теплота сгорания 1% соответственно CO , H_2 и CH_4 ккал/ м^3 продуктов неполного сгорания.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения в процентах к теплоте сгорания топлива определяют по формуле

$$q_3 = \frac{Q_3 \cdot 100}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}} = \frac{V_{\text{с.г}} (30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) \cdot 100}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}} \% . \quad (\text{IX.2})$$

При сжигании кокса, антрацита, тощих каменных углей и других видов твердого топлива с малым содержанием водорода, а также доменного, ваграночного и воздушного генераторного газов потери тепла вследствие химической неполноты горения обусловлены лишь содержанием CO .

В этих условиях q_3 можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{V_{\text{с.г}} \cdot 30,2\text{CO} \cdot 100}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}} . \quad (\text{IX.3})$$

ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННЫХ КОНСТАНТ

В формулу (IX.2) для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения входят три переменные величины, требующие определения: в числителе объем сухих продуктов сгорания $V_{\text{с.г}}$, а в знаменателе теплота сгорания топлива Q_{H}^{P} и количество сжигаемого топлива $B_{\text{т}}$.

Разделив числитель и знаменатель дроби на теоретический объем сухих продуктов сгорания $V_{с.г}^0$ в формуле (IX.2), получим

$$q_3 = \frac{(30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4) h \cdot 100}{P} \%, \quad (IX.4)$$

где h — коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания, определяемый по формуле (V.19); P — максимальное теплосодержание сухих продуктов сгорания данного вида топлива (практически постоянная — обобщенная константа), $ккал/м^3$.

Таким образом, для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения достаточно располагать данными лишь о составе продуктов сгорания [37; 57—60].

Содержание горючих компонентов в продуктах сгорания определяют хроматографическим анализом или анализом на аппарате ВТИ.

При сжигании природного, нефтепромыслового, нефтезаводского, сжиженного и смешанного городского газов, характеризующихся значением величины P около 1000 ккал/м^3 , формула (IX.4) для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения приобретает следующий простой вид:

$$q_3 = (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \%. \quad (IX.5)$$

При сжигании мазута

$$q_3 = 1,04 \cdot (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \%. \quad (IX.6)$$

При сжигании каменных углей

$$q_3 = 1,08 \cdot (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \%. \quad (IX.7)$$

При работе на антраците

$$q_3 = 3,3CO h \%. \quad (IX.8)$$

При работе на доменном газе

$$q_3 = 5CO h \%. \quad (IX.9)$$

ПОТЕРИ ТЕПЛА

ВСЛЕДСТВИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

Потери тепла, обусловленные механической неполнотой сгорания (провал топлива сквозь колосниковые решетки, содержание топлива в золе и шлаках, унос топлива уходящими газами), можно подсчитать по золотовому балансу по формуле

$$Q_4 = \left(\alpha_{ун} + \frac{\Gamma_{ун}}{100 - \Gamma_{ун}} + \alpha_{пр+шл} \frac{\Gamma_{пр+шл}}{100 - \Gamma_{пр+шл}} \right) \cdot 7800 A_p B_{т.} \text{ ккал}, \quad (IX.9)$$

где A_p — зольность рабочего топлива, %; $\alpha_{ун}$ — зола уноса, % от золы топлива; $\alpha_{пр+шл}$ — зола в провале и шлаках, % от золы топлива; $\Gamma_{ун}$ — содержание горючих в уносе, %; $\Gamma_{пр+шл}$ — содержание горючих в провале и шлаках, %; 7800 — средняя теплота сгорания горючего, содержащегося в уносе, провале и шлаках, $ккал/кг$.

Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания в процентах по отношению к теплоте сгорания топлива подсчитывают по формуле

$$q_4 = \frac{Q_4 \cdot 100}{B_{т.} Q_p} \%, \quad (IX.10)$$

а по отношению к располагаемому теплу топлива — по формуле

$$q_4 = \frac{Q_4 \cdot 100}{B_T Q_p^p} \% . \quad (\text{IX.11})$$

При факельном сжигании твердого топлива основные потери тепла вследствие механической неполноты сгорания обусловлены содержанием несгоревших частиц топлива в уходящих газах. При определении количества несгоревшего топлива в единице объема уходящих газов потери тепла по этой статье можно подсчитать по формуле

$$q_4^{ун} = \frac{Q_{ун}^h \cdot 100}{P} , \quad (\text{IX.12})$$

($Q_{ун}$ — теплота сгорания уноса, ккал/м³ сухих продуктов сгорания), аналогичной по построению формуле для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения.

По формуле (IX.12) можно подсчитать также потери тепла при сжигании жидкого топлива, обусловленные присутствием сажи в продуктах сгорания.

Потери тепла вследствие механической неполноты горения q_4 приближенно характеризуются следующими значениями, %:

Камерные топки с сухим золоудалением ¹		Слоевые топки	
Пылеугольные топки		торф кусковой	2
бурые угли	0,5—1,0	сланцы	3
каменные угли с выходом летучих более 25%	1,5—2,5	бурые угли с умеренной зольностью (приведенная зольность ~ 6,5%)	5—7
каменные угли с выходом летучих менее 25%	2—3	каменные угли	5—7
полуантрацит	3—5	антрацит сортированный (АС и АМ)	7
антрацит	4—5	бурые угли высокозольные (приведенная зольность ~ 10%)	9—11
Шахтно-мельничные топки		Антрацит несортированный с содержанием мелочи от 0 до 6 мм не более 55%	14—18
Фрезерный торф, бурые угли и сланцы	1—2		
Каменные угли с выходом летучих более 30%	4—6		

¹ Меньшие значения потерь — для котлов паропроизводительностью $D > 50$ т/ч, большие значения — при $D < 50$ т/ч. При сжигании антрацита и полуантрацита в котлах паропроизводительностью менее 35 т/ч; $q_4 \approx 7\%$

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

В твердом топливе различают органическую, горючую, сухую, рабочую и аналитическую массы.

1. *Органическая масса* состоит из углерода, водорода, кислорода, серы, входящей в состав органических соединений, и азота:

$$C^o + H^o + O^o + S^o + N^o = 100\%.$$

2. *Горючая масса*, близкая по составу к органической массе, отличается от нее содержанием колчеданной, или пиритной, серы, входящей в состав сернистого колчедана (FeS_2) и других сернистых соединений, окисляемых кислородом в процессе горения топлива:

$$C^r + H^r + O^r + S_{o+k}^r + N^r = 100\%. \quad (X.1)$$

3. *Сухая масса* состоит из горючих компонентов и минеральных веществ, образующих при сгорании топлива золу (A):

$$C^c + H^c + O^c + S_{o+k}^c + N^c + A^c = 100\%. \quad (X.2)$$

4. *Рабочая масса* состоит из сухой массы и влаги (W):

$$C^p + H^p + O^p + S_{o+k}^p + N^p + A^p + W^p = 100\%; \quad (X.3)$$

$$C^p = C^r (100 - A^p - W^p) : 100\%. \quad (X.4)$$

5. *Аналитическая масса* состоит из сухой массы и влаги, соответствующей подсушенному топливу, анализируемому в лаборатории:

$$C^a + H^a + O^a + S_{o+k}^a + N^a + A^a + W^a = 100\%. \quad (X.5)$$

Формулы для пересчета состава твердого топлива с одной массы в другую приведены в табл. 47.

Выход летучих веществ и кокса. При нагревании твердого топлива без доступа воздуха горючая масса разрушается и из нее выделяются летучие вещества V , состоящие в основном из молекулярного водорода, окислов углерода, метана и других углеводородов.

Выход и состав летучих веществ зависят от состава горючей массы топлива, температуры и длительности нагрева топлива.

При лабораторном определении выхода летучих веществ для получения сопоставимых результатов анализ ведут по единой методике в соответствии с ГОСТом 6382-75.

После выделения летучих веществ из горючей массы остается кокс (K^r) с высоким содержанием углерода — 95—98%.

Выход летучих веществ V^r беззольного кокса K^r для большинства видов твердого топлива определяют в процентах по массе:

$$V^r + K^r = 100\%.$$

Выход летучих веществ из горючей массы твердого топлива колеблется в широких пределах. Он тем выше, чем больше содержание в горючей массе кислорода и водорода. Для наиболее распространенных

Формулы пересчета состава топлива

Масса, с которой производится пересчет	Коэффициент пересчета на массу			
	рабочую	сухую	горючую	органическую
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - (A^p + W^p)}$	$\frac{100}{100 - (S_k^p + A^p + W^p)}$
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$	$\frac{100}{100 - (S_k^c - A^c)}$
Горючая	$\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1	$\frac{100}{100 - S_k^r}$
Органическая	$\frac{100 - (S_k^p + A^p + W^p)}{100}$	$\frac{100 - (S_k^c + A^c)}{100}$	$\frac{100 - S_k^r}{100}$	1

видов твердого топлива выход летучих веществ от горючей массы характеризуется следующими значениями, %:

Дрова	85	Бурые угли	40—60
Сланцы	80	Каменные угли	10—40
Торф	70		

Топливо с высоким выходом летучих веществ (дрова, торф, бурые угли, длиннопламенные и газовые каменные угли, сланцы) легко зажигается и горит с образованием пламени в объеме печи или топки.

Д. И. Менделеев отмечал, что топливо с весьма малым выходом летучих, в частности кокс, «горит без пламени и дает жар, концентрирующийся там, где идет горение (а не в пламени, т. е. вдали от места самого топлива)» [19, с. 476].

Выход летучих веществ и кокса в сочетании с характеристиками кокса (порошкообразный, слипшийся, спекшийся и т. д.) является важнейшим классификационным признаком каменных углей, определяющим целесообразность их использования для производства металлургического кокса.

Выход летучих веществ в углях в соответствии с ГОСТом 6382—75 определяют следующим образом.

Из аналитической пробы испытуемого топлива берут навески по $1 \pm 0,01$ г. Навески бурых углей, а также каменных углей с выходом летучих веществ более 20%, образующих порошкообразный или слипшийся нелетучий остаток, предварительно брикетируют. Тигли с навесками угля, закрытые крышками, помещают в зону устойчивой температуры лабораторной печи, нагретой до 860°C , и выдерживают в ней в течение 7 мин. Затем тигли вынимают, охлаждают на воздухе до комнатной температуры и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

Выход летучих веществ в аналитической пробе подсчитывают по формуле

$$V^a = \frac{g_1 \cdot 100}{g} - W^a \%, \quad (\text{X.6})$$

а при содержании углекислоты карбонатов более 2% — по формуле

$$V^a = \frac{g_1 \cdot 100}{g} - W^a - (\text{CO}_2)_{\text{карб}}^a \%, \quad (\text{X.6a})$$

где g — навеска топлива; g_1 — убыль в массе тигля с навеской; W^a — содержание влаги в пробе, %; $(CO_2)_{карб}^a$ — содержание углекислоты карбонатов, %.

Выход летучих веществ на горючую массу подсчитывают по формуле

$$V^r = \frac{V^a \cdot 100}{100 - W^a - A^a} \%, \quad (X.7)$$

а при содержании в аналитической пробе более 2% углекислоты карбонатов — по формуле

$$V = \frac{V^a \cdot 100}{100 - W^a - A^a - (CO_2)_{карб}^a} \%. \quad (X.7a)$$

Результаты определения округляют до 0,1%.

Расхождения в результатах анализа пробы не должны превышать в одной и той же лаборатории (параллельные определения) 0,5% при выходе летучих от 9 до 45% и 1% — при большем выходе летучих веществ; в разных лабораториях — 1% при выходе летучих веществ до 45% и 1,5% — при большем выходе летучих веществ.

Нелетучий остаток, полученный в тигле после определения выхода летучих веществ, классифицируют следующим образом:

- 1) порошкообразный;
- 2) слипшийся — при легком нажиме пальцем рассыпается в порошок;
- 3) слабоспекшийся — при легком нажиме пальцем рассыпается на отдельные кусочки;
- 4) спекшийся несплавленный — для раскалывания на отдельные кусочки необходимо приложить усилие;
- 5) сплавленный не вспученный — плоская лепешка с серебристым металлическим блеском поверхности;
- 6) сплавленный вспученный — остаток с серебристым металлическим блеском поверхности высотой менее 15 мм;
- 7) сплавленный сильно вспученный — вспученный нелетучий остаток с серебристым металлическим блеском поверхности высотой более 15 мм.

Выход летучих веществ при нагревании антрацита и полуантрацита, т. е. топлива с весьма высоким содержанием углерода, определяли в соответствии с ГОСТом 7303-67 не по весу, а по объему, т. е. фиксируют объем в миллилитрах летучих веществ, выделяющихся на 1 г испытуемого топлива.

МИНЕРАЛЬНАЯ МАССА ТОПЛИВА И ЗОЛА

Все виды топлива, за исключением газообразного и наиболее легких видов дистиллированного жидкого топлива, содержат минеральные вещества. Содержание минеральных веществ в топливе колеблется в весьма широких пределах — от малых долей процента в жидком топливе до многих десятков процентов в высокозольных углях и сланцах.

Часть минеральных веществ, содержащихся в топливе, например в дровах, извлечена растениями из почвы в виде различных солей. Поэтому при сжигании дров образуется около 1% золы, состоящей из окислов металлов и минеральных солей.

В ископаемом твердом топливе (каменные и бурые угли, торф) содержится значительно больше минеральных веществ; чем в древесине, вследствие постепенного отложения солей в процессе длительного образования пластов топлива. Эти минеральные вещества равномерно распределены в топливе, и удаление их практически невозможно.

Кроме того, в процессе добычи твердого ископаемого топлива оно загрязняется кусками пустой породы, вследствие чего содержание минеральных веществ в топливе повышается. От этих загрязнений угли могут быть частично освобождены обогащением.

Лабораторное извлечение минеральных веществ из топлива может быть осуществлено по методу, разработанному чл.-кор. АН СССР Н. М. Караваевым и проф. И. Б. Раппопортом. Метод заключается в обработке в платиновой чашке небольшой навески топлива разбавленным фтористым водородом HF. При этом извлекаются минеральные вещества, за исключением сернистого колчедана, содержание которого определяют по количеству в топливе колчеданной горючей серы. Метод Н. М. Караваева и И. Б. Раппопорта используют в научных лабораториях. При техническом определении содержания в топливе минеральной массы ограничиваются определением количества золы после прокаливания топлива.

Минеральные вещества, содержащиеся в топливе, понижают его теплоту сгорания вследствие уменьшения доли горючих компонентов и увеличения расхода тепла на нагрев и плавление минеральной массы.

Увеличение расхода тепла на нагрев и плавление минеральной массы имеет существенное значение в топках с жидким шлакоудалением, в топках же с сухим шлакоудалением эта величина сравнительно незначительна. Содержание в топливе минеральной массы понижает также и его жаропроизводительность (увеличивается расход тепла на плавление и нагрев золы до температуры горения топлива). Практически это заметно сказывается на жаропроизводительности лишь при высокой зольности топлива.

Содержание золы (%) на 1000 ккал ниже теплоты сгорания топлива называется приведенной зольностью. Она определяется по формуле

$$A_{\text{прив}} = 1000A^p : Q_{\text{н}}^p.$$

При определении содержания золы в топливе, т. е. при прокаливании минеральной массы, происходят следующие процессы, сопровождающиеся изменением количества исходной минеральной массы:

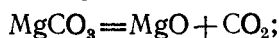
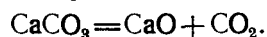
потеря гидратной влаги силикатами



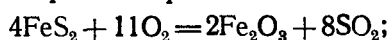
потеря гидратной влаги гипсом



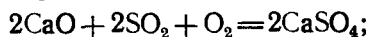
декарбонизация карбонатов:



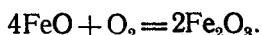
сгорание пирита



образование сульфатов



окисление закисного железа в окисное



По данным В. С. Крыма, содержание в топливе минеральных веществ превышает массу золы на 12—14%.

Для определения содержания минеральной массы M в углях на базе определения их зольности, содержания серы и других характеристик предложен ряд формул. Приведем две из них.

Формула Парра:

$$M = 1,084 + 0,55S;$$

формула Кинга, Мариса и Кроссли [35]:

$$M = 1,094 + 0,5S_{\text{H}}^{\text{C}} + 0,84\text{CO}_2 + \text{SO}_{3\text{ угля}} - 1,1\text{SO}_{3\text{ золы}} + 0,5\text{Cl},$$

где $\text{SO}_{3\text{ угля}}$ и $\text{SO}_{3\text{ золы}}$ — содержание сульфатов в угле и в золе; Cl — содержание хлора в угле.

Данные о зольности различных видов топлива приведены в табл. 48.

Таблица 48

Примерное содержание золы в сухом топливе и приведенная зольность топлива

Топливо	Зольность, % (по массе)		Топливо	Зольность, % (по массе)	
	общая	приведенная		общая	приведенная
Бензин	0	0	кизеловский	30	6
Керосин тракторный	0,005	0,0005	экнбастузский	40	9
Дизельное топливо	0,02	0,002	Бурый уголь	35	9
Мазут	0,3	0,03	подмосковный	28	6
Дрова	1	0,2	челябинский	15	3
Торф	10	2	канско-ачинский		
Каменный уголь			Сланцы		
кузнецкий	15	2,5	эстонские ¹	40	15
донецкий	18	3	волжские	60	40
карагандинский	25	5			

¹ Содержание минеральной массы в эстонских сланцах на 30% превышает зольность.

Высокозольное топливо (сланцы, подмосковные угли) нецелесообразно перевозить на дальние расстояния.

Особенно нежелательно повышение зольности технологического топлива. В доменный процесс для удаления золы из печи вводят известь, которая образует с золой шлаки с пониженной температурой плавления, при этом значительное количество топлива расходуется на нагревание и расплавление минеральных соединений, содержащихся в топливе и вводимых в виде флюсов. Например, при повышении зольности металлургического кокса на 1% расход его возрастает на 2,5% и примерно на столько же снижается производительность доменных печей. Поэтому снижение зольности каменных углей, предназначенных для коксования, особенно важно.

Применение в технологических печах, установленных в производственных цехах, твердого топлива с высокой зольностью также осложняет ход технологического процесса, так как вызывает необходимость частой чистки колосников и удаления золы. Зольность технологического топлива отрицательно сказывается на производительности печей и газогенераторов и осложняет их эксплуатацию.

Топливо с большим содержанием золы, применяемое как энергетическое, по сравнению с малозольным также несколько осложняет работу паровых котлов. Эффективное сжигание топлива с весьма высокой зольностью в мощных паровых котлах электростанций и крупных промышленных предприятий впервые осуществлено в большом масштабе в СССР.

Для рационального использования твердого топлива очень важно знать и содержание в нем золы, и ее плавкость.

Определение зольности топлива. Определение содержания золы в топливе производят согласно ГОСТу 11022—75 следующим образом.

Лодочки с навесками $1 \pm 0,1$ г вставляют в холодную или нагретую не выше 300°C муфельную печь, температуру в ней повышают до 800°C и при этой температуре пробы прокаливают в течение 1—1,5 ч. Затем лодочки вынимают из печи, охлаждают на воздухе до комнатной температуры и взвешивают. Контрольные получасовые прокаливания проводят до тех пор, пока изменение массы будет менее 1 мг. Расхождения в параллельных определениях в одной лаборатории не должны превышать 0,2% при зольности топлива до 10%; 0,3% — при зольности от 10 до 20%; 0,4% — при зольности от 20 до 25% и 0,5% — при зольности топлива выше 25%. Расхождения в определении дубликатов лабораторных проб в разных лабораториях не должны превышать 0,3—0,7% в зависимости от зольности топлива (A_c).

Ускоренное определение зольности ведут по тому же ГОСТу.

Для выбора метода удаления золы из печей и топок в сухом или расплавленном состоянии существенное значение имеет плавкость золы.

Определение плавкости золы. Топливо сжигают в количестве, необходимом для получения 1,5—2 г золы, золу прокаливают до постоянного веса и истирают в агатовой ступке. Половину золы высыпают в сухую пробирку и хранят для повторных определений, а другую половину сминают в ступке несколькими каплями 10%-ного водного раствора декстрина и перемешивают до получения однородной пластичной массы.

Эту массу при помощи стального шпателя впрессовывают в стальную форму и формируют в пирамидки высотой 13 мм с основанием в виде равностороннего треугольника со стороной 6 мм. Пирамидки высушивают и затем помещают в криптоловую вертикальную трубчатую печь, снабженную трубкой для наблюдения за изменением образцов. Температуру в печи повышают до $800\text{—}850^\circ\text{C}$ со скоростью 10—15 град/мин; дальнейшее повышение температуры до 1500°C ведут со скоростью 3—5 град/мин.

В процессе нагревания фиксируют: температуру начала оплавления вершины пирамиды, т. е. температуру начала деформации t_1 ; температуру, при которой пирамида оплавляется, образуя полусферу, т. е. температуру размягчения t_2 ; температуру начала жидкоплавкого состояния t_3 , при которой пирамида растекается по пластинке.

Температура плавления золы до некоторой степени зависит от особенностей атмосферы в печи. Наиболее низкая температура плавления золы фиксируется при содержании в ней закисного железа. При поддержании в печи окислительной атмосферы железо окисляется до окисного, что сказывается на повышении температуры плавления золы.

Согласно ГОСТу 2057-74 температуру плавления золы определяют в полувосстановительной газовой среде, характеризуемой полным отсутствием свободного кислорода и содержанием в составе газа восстановительных компонентов — водорода, окиси углерода и метана — от 10 до 70%.

Полувосстановительную атмосферу создают, вводя в печь угольный электродный стержень или пропуская газ, состоящий из 60% CO и 40% CO₂.

При проведении параллельных определений расхождения в показателях температуры не должны превышать 30—70 град.

Глава XI

ДРОВА И ГОРЮЧИЕ ОТХОДЫ

СОСТАВ ДРЕВЕСИНЫ

Древесина, как и вся растительность, образуется в результате фотосинтеза из углекислого газа и воды.

Реакция фотосинтеза с образованием углеводов схематически иллюстрируется уравнением



Синтез органических веществ из углекислого газа и воды происходит за счет использования солнечной энергии и представляет собой первичный процесс создания органических веществ. Процесс — каталитический и происходит с помощью хлорофилла, содержащегося в зеленых частях растений.

Древесина состоит из ряда сложных высокомолекулярных соединений, из которых основными являются клетчатка, или целлюлоза, близкие к ней гемицеллюлозы и инкрустирующие вещества — лигнины.

Клетчатка состоит в основном из углеводов формулы $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$. В состав каждой группы $\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5$ входят три гидроксила $\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_3$. В клетчатке содержится около 44,4% углерода, 6,2% водорода и 49,4% кислорода.

Гемицеллюлозы, близкие по составу к клетчатке, состоят преимущественно из углеводов с пятью атомами углерода в группе, т. е. из пентозанов $(\text{C}_5\text{H}_8\text{O}_4)_n$, и с шестью атомами углерода в группе — гексозанов $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$.

По В. Е. Раковскому, лигнин состоит приблизительно из 65% углерода, 4% водорода и 30% кислорода [61]. Таким образом, в лигнине содержится значительно больше углерода, чем в клетчатке.

В состав древесины входит около 49—50% клетчатки, до 25% гемицеллюлозы и 20—28% лигнина.

Эндотермический процесс образования 1 кг древесины сопровождается поглощением около 550 ккал тепла.

Д. И. Менделеев указывает, что эмпирический состав горючей массы древесины близок к $\text{C}_{18}\text{H}_{44}\text{O}_{20}$ или $\text{C}_{18}\text{H}_{42}\text{O}_{20}$ [43]. Состав сухой массы древесины, по Менделееву (данные 430 анализов), %: 50,6 С; 6,2 Н; 41,9 О; 1,3 N + Ас. При этом Менделеев отмечал возможность значительно большего содержания кислорода в лежалой древесине. По данным Всесоюзного теплотехнического института [62], в состав горючей массы древесины входят, %: 51,0 С; 6,1 Н, 42,3 О, 0,6 N. Выход летучих веществ — 85%. Содержание золы в сухой массе дров — около 1%.

Примерный состав золы древесины следующий, %: 16—18 $\text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$; 35—50 СаО; 7—8 MgO; 3—4 Fe_2O_3 ; 2—5 SiO_2 ; 4—6 P_2O_5 ; 3—5 SO_3 .

Зола древесины тугоплавка, что облегчает очистку колосниковых решеток. Высокое содержание калия и фосфора обуславливает ее ценность в качестве минерального удобрения. Древесная зола благодаря

содержанию калия и натрия обладает способностью каталитически воздействовать на процесс горения.

В свежесрубленной древесине содержится около 50—60% влаги. При хранении на воздухе дрова постепенно теряют влагу и через 1,5—2 года достигают воздушносухого состояния, при котором в них содержится всего 15—20% H_2O . Дальнейшего снижения влажности дров при хранении их на воздухе не происходит.

По данным Всесоюзного теплотехнического института, в дровах, поставляемых потребителям, среднее содержание влаги составляет около 40% [42]. Содержание влаги сильно сказывается на теплоте сгорания и жаропродуктивности дров.

РЕСУРСЫ ДРОВ И ИХ РОЛЬ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ

До середины прошлого столетия дрова были основным видом топлива. В 1860 г. доля дров в мировом топливном балансе составляла около 60% [63]. С увеличением потребности в горючем для промышленности и транспорта доля дров в топливном балансе быстро уменьшалась. В 1900 г. мировое потребление дров соответствовало 167 млн. т условного топлива. Доля дров составляла 17,6% топливного баланса и превышала в 6 раз потребление нефти, в 20 раз потребление естественного газа и в 25 раз потребление торфа.

В 1974 г. мировое потребление дров достигло 320 млн. т условного топлива, однако в связи с многократным увеличением потребления минерального топлива доля дров в топливном балансе снизилась до 4% и стала в 11 раз меньше нефти и в 5,5 раз меньше естественного газа [4].

По статистическим данным, в 1913 г. на территории в современных границах СССР заготовка дров составляла 9,7 млн. т условного топлива, а доля дров в топливном балансе 20,1%.

В 1974 г. заготовка дров возросла до 24 млн. т условного топлива, однако вследствие многократного увеличения добычи минерального топлива доля дров в топливном балансе страны снизилась до 2% [4].

В 1913 г. в стране было заготовлено 67 млн. плотных кубометров древесины, в том числе 30,5 млн. m^3 деловой и 36,5 млн. m^3 дров. В 1974 г. количество заготовленной древесины возросло до 388 млн. m^3 (деловой древесины около 304 млн. m^3 и дров 84 млн. m^3).

Дрова продолжают играть заметную роль в топливном хозяйстве лесных районов страны.

Естественно, что древесину необходимо рассматривать в первую очередь в качестве ценного сырья для деревообрабатывающей, мебельной, целлюлозно-бумажной и лесохимической промышленности. Следует всемерно стремиться к химической переработке отходов древесины. Однако вместе с тем в ряде районов страны возможна заготовка значительного количества дров не путем вырубki лесов, а в процессе их оздоровления.

Еще на рубеже девятнадцатого и двадцатого столетий, в 1899 г., Д. И. Менделеев в главе «Измерение деревьев и другие данные о приросте лесов в уральских краях» [64] писал: «Непременным условием разумного пользования лесными запасами должно считать такое в них хозяйство, чтобы годовое потребление было равно годовому приросту, ибо тогда потомкам останется столько же, сколько получено нами. Само собой понятно, что вырубка излишней массы должна истощать леса, но и недобор, несомненно, пагубен, так как перестоялый лес легко подвергается бурелому, гнилости и, что всего важнее, пожарам».

Далее Менделеев отмечал, что сухостоя и валежника в сосновом лесу за 100 лет его жизни, вероятно, накопится не менее 40 куб. саженей

(около 320 м³), что едва ли не будет равняться сбору при вырубке, «на этот текущий доход от леса должно обратить усиленное внимание, потому что одним этим можно окупить присмотр за лесами и сильно увеличить массу топлива с данной площади» [64].

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДРОВ

По данным Всесоюзного теплотехнического института, теплота сгорания горючей массы дров, определяемая в калориметре, Q_g^r равна 4850 ккал/кг. Низшая теплота сгорания горючей массы Q_n^r составляет 4510 ккал/кг.

Низшая теплота сгорания горючей массы дров, подсчитанная по формуле Д. И. Менделеева, выражается цифрой 4530 ккал/кг, т. е. отличается от определенной калориметрическим методом меньше чем на 0,5%.

Подсчет по формуле Дюлонга (см. гл. II) не дает приемлемого результата 4360 ккал/кг, различие по сравнению с калориметрическим определением составляет 4%. Низшую теплоту сгорания рабочей массы дров можно определить по формуле

$$Q_n^r = \frac{Q_n^c \cdot (100 - W^p)}{100} - 6W^p \text{ ккал/кг.} \quad (\text{XI.2})$$

Низшая теплота сгорания сухой массы Q_n^c дров, содержащих 1% золы, — около 4460 ккал/кг.

Жаропроизводительность $t_{\max}$ горючей массы дров 2010 °С, всего лишь на 5% ниже жаропроизводительности мазута и на 2% ниже жаропроизводительности природного газа.

Таблица 49

Теплотехническая характеристика дров различной влажности

Показатели	Дрова с влажностью, %	
	40	30
<i>Состав рабочей массы, %</i>		
W^p	40,0	30,0
A^p	0,6	0,7
C^p	30,3	35,4
H^p	3,6	4,2
O^p	25,4	29,3
N^p	0,4	0,4
Теплота сгорания Q_n^r	2440	2940
Выход летучих, % к горючей массе	85	85
Теоретический объем воздуха V_B^0 , м³/кг	2,80	3,30
Теоретический объем продуктов сгорания V_{Σ}^0 , м³/кг	3,73	4,18
Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B	0,75	0,81
Теплота сгорания (ккал/м³), отнесенная к		
1 м³ сухих продуктов сгорания P	885	895
к 1 м³ влажных продуктов сгорания R	654	705
Жаропроизводительность $t'_{\max}$, °С	1610	1730
$CO_2 \max$ сухих продуктов сгорания, %	20,5	20,5

Максимальное теплосодержание 1 м³ сухих продуктов сгорания горючей массы дров $P \approx 960$ ккал/м³, а максимальное теплосодержание влажных продуктов сгорания $R \approx 820$ ккал/м³. Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B равно примерно 0,86 [37].

С увеличением влажности дров резко снижается их теплота сгорания и значительно понижается жаропроизводительность.

В табл. 49 приведены средний состав и теплотехнические характеристики дров с различным содержанием влаги. Из таблицы видно, что повышение влажности дров с 30 до 40%, т. е. на 10%, обуславливает снижение низшей теплоты сгорания с 2940 до 2440 ккал/кг, т. е. на 17%, и жаропроизводительности с 1730 до 1610 °С, т. е. на 7%.

Дрова с влажностью 30—40%, обычно используемые в качестве горючего, относятся к топливу с низкой теплотой сгорания и пониженной жаропроизводительностью.

СОСТАВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ДРОВ

Максимальное содержание CO₂ в сухих продуктах сгорания дров в воздухе (20,5%) приближается к CO_{2max} углерода (21%). Большое значение CO_{2max} для топлива с высоким соотношением водорода к углероду в горючей массе

$$H^* : C^* = (6,2 : 50,6) \cdot 100 = 12\%$$

обусловлено содержанием в горючей массе 42,3% кислорода. Этого количества кислорода достаточно для окисления 5,3% водорода (из 6,2% водорода, содержащегося в горючей массе).

Если исключить из состава горючей массы дров кислород и эквивалентный его содержанию водород, то остаток горючей массы характеризуется следующим составом, %: 97,4 C; 1,5 H и 1,1% N.

Для этого состава значение CO_{2max} равно 20,5%.

Состав сухих продуктов полного сгорания дров, а также значения коэффициентов избытка воздуха и разбавления сухих газов приведены в табл. 50.

Максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания дров с $W^p = 40\%$ равно 25,3%, или около 35% по отношению к объему сухих продуктов полного сгорания, не разбавленных воздухом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДРОВ

Располагаемое тепло продуктов сгорания дров q можно подсчитать по общей формуле

$$q = \frac{t_{\text{пр.ср}}}{t'_{\text{max}}} [C' + (h-1) BK] \cdot 100\%,$$

а потери тепла с уходящими газами q_2 по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_b}{t'_{\text{max}}} [C' + (h-1) BK] \cdot 100\%.$$

Более удобно вести подсчет по формулам

$$q = 0,01 t_{\text{пр.ср}} Z \quad \%; \quad (XI.3)$$

и

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t_b) Z \quad \%. \quad (XI.4)$$

В табл. 51 приведено значение величины Z для дров влажностью 40%. При иной влажности дров значения величины Z приведены в работе [37]. При содержании влаги 30% величина Z примерно на 5% ниже значений, приведенных в табл. 51.

Состав продуктов сгорания древесины в значение коэффициентов разбавления сухих продуктов горения h и избытка воздуха α

Содержание, %			h	α	Содержание, %			h	α
CO ₂	O ₂	N ₂			CO ₂	O ₂	N ₂		
20,5	0,0	79,5	1,00	1,00	12,6	8,1	79,3	1,62	1,61
20,3	0,2	79,5	1,01	1,01	12,4	8,3	79,3	1,65	1,64
20,1	0,4	79,5	1,02	1,02	12,2	8,5	79,3	1,68	1,67
20,0	0,5	79,5	1,03	1,03	12,0	8,7	79,2	1,70	1,69
19,8	0,7	79,5	1,04	1,04	11,8	8,9	79,3	1,73	1,72
19,6	0,9	79,5	1,05	1,05	11,6	9,1	79,3	1,76	1,75
19,4	1,1	79,5	1,06	1,06	11,4	9,3	79,3	1,79	1,78
19,2	1,3	79,5	1,07	1,07	11,2	9,5	79,3	1,82	1,81
19,0	1,5	79,5	1,08	1,08	11,0	9,7	79,3	1,86	1,85
18,8	1,7	79,5	1,09	1,09	10,8	10,0	79,2	1,90	1,89
18,6	1,9	79,5	1,10	1,10	10,6	10,2	79,2	1,94	1,93
18,4	2,1	79,5	1,11	1,11	10,4	10,4	79,2	1,97	1,96
18,2	2,3	79,5	1,12	1,12	10,2	10,6	79,2	2,01	2,00
18,0	2,5	79,5	1,14	1,14	10,0	10,8	79,2	2,05	2,04
17,8	2,8	79,4	1,15	1,15	9,8	11,0	79,2	2,09	2,08
17,6	3,0	79,4	1,16	1,16	9,6	11,2	79,2	2,13	2,12
17,4	3,2	79,4	1,18	1,18	9,4	11,4	79,2	2,18	2,17
17,2	3,4	79,4	1,19	1,19	9,2	11,6	79,2	2,23	2,22
17,0	3,6	79,4	1,20	1,20	9,0	11,8	79,2	2,28	2,27
16,8	3,8	79,4	1,22	1,22	8,8	12,0	79,2	2,33	2,32
16,6	4,0	79,4	1,23	1,23	8,6	12,2	79,2	2,38	2,37
16,4	4,2	79,4	1,25	1,25	8,4	12,4	79,2	2,44	2,43
16,2	4,4	79,4	1,26	1,26	8,2	12,6	79,2	2,50	2,48
16,0	4,6	79,4	1,28	1,28	8,0	12,8	79,2	2,56	2,54
15,8	4,8	79,4	1,29	1,29	7,8	13,0	79,2	2,63	2,61
15,6	5,0	79,4	1,31	1,31	7,6	13,2	79,2	2,70	2,68
15,4	5,2	79,4	1,33	1,33	7,4	13,4	79,2	2,77	2,75
15,2	5,4	79,4	1,35	1,35	7,2	13,6	79,2	2,85	2,83
15,0	5,6	79,4	1,37	1,37	7,0	13,8	79,2	2,93	2,91
14,8	5,8	79,4	1,39	1,39	6,8	14,0	79,2	3,01	2,99
14,6	6,0	79,4	1,41	1,41	6,6	14,2	79,2	3,10	3,08
14,4	6,3	79,3	1,42	1,42	6,4	14,4	79,2	3,20	3,18
14,2	6,5	79,3	1,44	1,44	6,2	14,6	79,2	3,30	3,28
14,0	6,7	79,3	1,46	1,46	6,0	14,9	79,1	3,41	3,39
13,8	6,9	79,3	1,48	1,48	5,8	15,1	79,1	3,53	3,51
13,6	7,1	79,3	1,51	1,50	5,6	15,3	79,1	3,67	3,65
13,4	7,3	79,3	1,53	1,52	5,4	15,5	79,1	3,80	3,78
13,2	7,5	79,3	1,55	1,54	5,2	15,7	79,1	3,94	3,92
13,0	7,7	79,3	1,57	1,56	5,0	15,9	79,1	4,10	4,08
12,8	7,9	79,3	1,60	1,59					

Значение величины Z для дров влажностью около 40% при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С в зависимости от содержания в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$

$\text{CO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	$\text{CO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	$\text{CO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	$\text{CO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	$\text{CO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	$\text{CO}_2 + \text{CO}, \%$	Z
20,5	5,20	17,6	5,83	14,6	6,73	11,6	8,00	8,6	10,25	5,5	14,90
20,3	5,25	17,4	5,88	14,4	6,80	11,4	8,12	8,4	10,48	5,4	15,40
20,1	5,30	17,2	5,93	14,2	6,87	11,2	8,25	8,2	10,72	5,2	15,90
20,0	5,32	17,0	5,98	14,0	6,93	11,0	8,38	8,0	10,97	5,0	16,50
19,8	5,37	16,8	6,03	13,8	7,00	10,8	8,50	7,8	11,20	—	—
19,6	5,41	16,6	6,08	13,6	7,07	10,6	8,63	7,6	11,45	—	—
19,4	5,44	16,4	6,13	13,4	7,15	10,4	8,76	7,4	11,70	—	—
19,2	5,48	16,2	6,19	13,2	7,23	10,2	8,90	7,2	12,00	—	—
19,0	5,51	16,0	6,26	13,0	7,31	10,0	9,00	7,0	12,35	—	—
18,8	5,54	15,8	6,33	12,8	7,40	9,8	9,20	6,8	12,70	—	—
18,6	5,58	15,6	6,40	12,6	7,50	9,6	9,35	6,6	13,00	—	—
18,4	5,63	15,4	6,47	12,4	7,60	9,4	9,50	6,4	13,35	—	—
18,2	5,68	15,2	6,54	12,2	7,70	9,2	9,65	6,2	13,70	—	—
18,0	5,73	15,0	6,60	12,0	7,80	9,0	9,85	6,0	14,05	—	—
17,8	5,78	14,8	6,67	11,8	7,90	8,8	10,05	5,8	14,45	—	—

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно подсчитать по универсальной формуле

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) h \cdot 100}{P} \%$$

или по формуле для дров

$$q_3 = \frac{70\text{CO} + 60\text{H}_2 + 200\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%. \quad (\text{XI.5})$$

При определении в продуктах неполного сгорания лишь CO_2 и CO потери тепла вследствие химической неполноты горения можно приближенно подсчитать по формуле

$$q_3 = 90\text{CO}/(\text{CO}_2 + \text{CO}) \%. \quad (\text{XI.6})$$

Поскольку при сжигании дров потери тепла вследствие механической неполноты сгорания незначительны, коэффициент использования топлива (к. и. т.) можно установить по формуле

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3) \%. \quad (\text{XI.7})$$

При использовании дров в отопительных печах КПД печи равен к. и. т.

Подсчет. В отопительной печи сжигают дрова влажностью около 40%. В уходящих газах содержится 10,0% CO_2 и 0,4% CO . Температура уходящих газов 200 °С, температура воздуха 20 °С. Составить тепловой баланс печи и определить ее кпд.

Значение величины Z для дров влажностью 40% при содержании в продуктах сгорания 10,4% углеродсодержащих компонентов равно 8,76.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (XI.4)

$$q_2 = 0,01 \cdot (220 - 20) \cdot 8,76 = 17,5 \%$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XI.6).

$$q_3 = \frac{90 \cdot 0,4}{10,4} = 3,5 \%$$

По формуле (XI.7) $\text{КПД} = \text{к.и.т.} = 100 - (17,5 + 3,5) = 79,0 \%$

Глава XII

ТОРФ

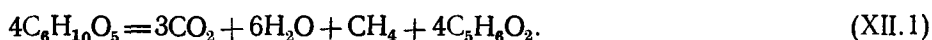
СОСТАВ ТОРФА

Торф является продуктом разложения под водой отмерших камыша, тростника, мха и других растений. Торфяные болота образуются в условиях влажного климата при плоском рельефе местности и плохом стоке воды. Торфяники подразделяются на верховые и низинные. Верховые снабжаются водой из атмосферных осадков, поэтому содержание в них минеральной массы невелико. Низинные торфяники связаны с источниками грунтовой воды подчас со значительным содержанием соли. В соответствии с этим зольность низинного торфа обычно значительно выше зольности верхового.

В результате ряда биологических процессов из углеводов растений образуются сложные аморфные темноокрашенные гуминовые кислоты, содержащие ароматические ядра, боковые цепи, свойственные органическим кислотам карбоксильные группы COOH , гидроксилы OH , карбонильные группы CO и метаксильные группы OSn_3 . Суммарное содержание гуминовых кислот в органической массе торфа в ряде случаев составляет 40—50% [65].

В процессе торфообразования в течение года наращивается слой торфа толщиной 1—2 мм. Это дает увеличение годовых ресурсов топлива на 1—2 т сухого торфа с 1 га [63].

При образовании торфа из органической массы растений выделяются CO_2 , H_2O и CH_4 . Примерный ход процесса разложения растительных остатков без доступа воздуха иллюстрируется уравнением



В результате процесса торфообразования увеличивается содержание углерода в топливе за счет уменьшения содержания кислорода. Доля водорода остается при этом почти неизменной. В зависимости от степени разложения исходной органической массы соотношение углерода и кислорода в торфе может колебаться в значительных пределах. В среднем органическая масса торфа содержит 58—60% С, 6% Н, 32—34% О и около 2% N [43, 62]. Выход летучих веществ при нагревании сухой массы торфа составляет 70%.

Среднее содержание серы в горючей массе торфа 0,2—0,3%. В соответствии с этим торф принадлежит к числу малосернистых видов топлива. Зольность торфа меняется в широких пределах: верховых залежей обычно 2—4%, переходных 4—6% и низинных 6—18% [67]. Средняя зольность сухой массы торфа, по данным Всесоюзного теплотехнического института, составляет ~11%.

Состав золы торфа испытывает значительные колебания. Примером могут служить следующие данные о содержании в золе торфа различных окислов, %: 10—40 SiO_2 ; 30—60 CaO ; 1—6 MgO ; 1—12 Al_2O_3 ; 5—45 Fe_2O_3 ; 0,5—2,5 $\text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$; 0,2—0,7 MnO ; 2—5 P_2O_5 ; 5—8 SO_3 .

Некоторые виды золы торфа обладают способностью каталитически активировать процесс горения. Так, отмечено, что повышение зольности с 4,5 до 11% увеличивает скорость горения торфа на 10—20% [66].

Высокое содержание фосфора в золе торфа повышает ее ценность как удобрения [67].

Влажность рабочего торфа зависит от метода его добычи и от условий погоды. Влажность воздушносухого торфа составляет 20—30%, сырого же торфа (в залежи) достигает 90—95%. В кусковом торфе, добываемом в основном экскаваторным методом, содержится ~40% влаги, а во фрезерном 45—50%.

РЕСУРСЫ ТОРФА И ЕГО РОЛЬ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ

Общегеологические (вероятные) мировые ресурсы торфа оцениваются примерно в 260 млрд. т топлива влажностью 40%. СССР стоит на первом месте по запасам торфа (более 60% мировых ресурсов — около 159 млрд. т) [63], далее следуют Финляндия (25 млрд. т), Канада, США, Швеция и другие страны. Площадь торфяников на территории СССР составляет около 70 млн. га. В. И. Ленин в докладе на IX Всероссийском съезде Советов отметил, что «в области торфа у нас богатства необъятные, как ни в одной стране в мире»¹.

В 1913 г. в России было добыто всего лишь около 1,7 млн. т торфа, или 0,7 млн. т в пересчете на условное топливо. Значительную часть добываемого торфа использовали на предприятиях текстильной промышленности. В 1920 г. в плане ГОЭЛРО, доложенном VIII съезду Советов, было отмечено, что торф является ультраместным топливом, непосредственно прилегая к самым ответственным производственным центрам [3]. В соответствии с планом ГОЭЛРО были сооружены электростанции, работающие на торфе, и добыча его резко возросла.

В 1974 г. было добыто около 40 млн. т топливного торфа, что соответствует около 14 млн. т условного топлива [4]. Доминирующим видом торфяного топлива является фрезерный торф, используемый в основном на электростанциях, расположенных вблизи от места добычи торфа.

По данным, приведенным акад. Н. В. Мельниковым, себестоимость фрезерного торфа и удельные капитальные затраты на его добычу для ряда электростанций, расположенных в Новгородской, Калининской, Ивановской, Свердловской и других областях, меньше, чем при работе на каменном угле [63].

Торф применяют также в котельных установках для коммунально-бытовых нужд и для производства брикетов и полубрикетов. Наиболее интенсивно используются торфяные запасы в центральном районе.

В связи с развитием добычи угля открытым способом и увеличением ресурсов мазута и природного газа конкурентоспособность торфа в некоторых районах страны осложнилась.

Изменилась и структура потребления торфа. До конца пятидесятых годов почти весь добываемый торф применяли в качестве топлива, а теперь большую его часть используют в сельском хозяйстве [68, 69].

Большое государственное значение имеет рекультивация отработанных торфяников с целью вовлечения их в сельскохозяйственный оборот. Так, например, только в Мещерской низменности на территории Московской, Рязанской и Владимирской областей насчитывается около 130 тыс. гектаров выработанных торфяников.

Перспективное развитие централизованной добычи топливного торфа в СССР к 1980 г. оценивается в 120 млн. т [9]. Однако, несмотря

¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 44, с. 321

на значительную добычу торфа, его доля в топливном балансе СССР составляет всего лишь около 2% и в дальнейшем возрастать не будет вследствие опережающего развития нефтяной и газовой промышленности.

За рубежом торф используют на электростанциях Ирландии [69]. Мировая добыча торфа, по данным ЦСУ, в 1913 г. равнялась 6 млн. т у. т., а в 1974 г. 19 млн. т у. т. [4].

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАТЕРИСТИКИ ТОРФА

Теплота сгорания горючей массы торфа $Q_{\text{г}}$ колеблется от 5500 до 5700 ккал/кг, т. е. в сравнительно незначительных пределах. Теплота сгорания рабочей массы торфа колеблется в широких пределах в зависимости от его влажности и зольности (табл. 52).

Таблица 52

Средний состав торфа различной влажности

№ п/п	Состав рабочей массы, %							$Q_{\text{г}}^{\text{P}}$, ккал/кг
	W ^P	C ^P	H ^P	S ^P	O ^P	N ^P	A ^P	
1	0	57,8	6,0	0,3	33,4	2,5	0,0	5240
2	0	51,5	5,4	0,2	29,7	2,2	11,0	4660
3	10	46,3	4,8	0,2	26,8	2,0	9,9	4130
4	20	41,1	4,3	0,2	23,8	1,8	8,7	3610
5	30	36,0	3,8	0,2	20,8	1,5	7,7	3080
6	40	30,9	3,2	0,2	17,8	1,3	6,6	2560
7	50	25,7	2,7	0,1	14,9	1,1	5,5	2030
8	60	20,5	2,1	0,1	11,9	1,0	4,4	1500

В табл. 53 показано изменение теплотехнических характеристик торфа. В таблицах приведены характеристики следующих видов торфяного топлива.

Таблица 53

Некоторые теплотехнические характеристики торфа различной влажности [37]

№ п/п	$Q_{\text{г}}^{\text{P}}$, ккал/кг	$V_{\text{в}}^0$, м³/кг	V_{Σ}^0 , м³/кг	B	P, ккал/м³	R, ккал/м³	$t'_{\text{тах}}$, °C
1	5240	5,6	6,3	0,88	950	830	2050
2	4660	5,0	5,6	0,88	950	830	2050
3	4130	4,9	5,2	0,86	930	800	1970
4	3610	4,0	4,7	0,84	910	765	1890
5	3080	3,5	4,3	0,80	885	715	1760
6	2560	3,0	3,9	0,77	860	660	1630
7	2030	2,5	3,4	0,72	830	600	1480
8	1500	2,0	3,0	0,66	760	500	1240

1. Горючая масса торфа обладает низшей теплотой сгорания около 5240 ккал/кг. Жаропроизводительность горючей массы при сжигании в абсолютно сухом воздухе около 2090 °C, а при сжигании в воздухе, со-

держащем 1% (по массе) H_2O , около 2050 °С. Это на 40° выше, чем у природного газа, и лишь на 50 град ниже, чем у мазута.

2. Сухая масса торфа средней зольности (11%) характеризуется низшей теплотой сгорания около 4660 ккал/кг.

Жаропроизводительность сухой массы следующая:

а) при сжигании в абсолютно сухом воздухе $t_{\max} = 2090$ °С;

б) при сжигании в воздухе, содержащем 1% (по массе) H_2O $t'_{\max} = 2050$ °С;

в) при сжигании в воздухе, содержащем 1% (по массе) H_2O , с учетом расхода тепла на нагрев золы до температуры горения $t''_{\max} = 2040$ °С.

3. Рабочая масса с 10%-ной влажностью, близкой к влажности брикетов, производимых из высушенного фрезерного торфа, характеризуется теплотой сгорания около 4130 ккал/кг и жаропроизводительностью ($t'_{\max} = 1970$ °С), на 250 град превышающей жаропроизводительность торфяного генераторного газа.

4. Рабочая масса с содержанием 20% влаги, примерно соответствующей влажности торфяных полубрикетов, обладает теплотой сгорания около 3600 ккал/кг и жаропроизводительностью около 1900 °С, всего лишь на 150 град уступающей горючей массе.

Топливо с такой жаропроизводительностью можно эффективно использовать в высокотемпературных процессах.

5. Топливо с содержанием 30% влаги, соответствующей влажности лучших видов кускового торфа, характеризуется теплотой сгорания, несколько превышающей 3000 ккал/кг, и жаропроизводительностью около 1760 °С.

6. Рабочая масса с содержанием 40% влаги, близкой к средней влажности кускового торфа, характеризуется теплотой сгорания порядка 2600 ккал/кг и пониженной жаропроизводительностью — около 1630 °С.

7. Топливо с содержанием 50% влаги, примерно соответствующей средней влажности фрезерного торфа, обладает теплотой сгорания, лишь несколько превышающей 2000 ккал/кг, т. е. является низкокалорийным видом топлива, использование которого целесообразно лишь вблизи от места добычи.

Жаропроизводительность фрезерного торфа около 1480 °С, т. е. почти на 600 град ниже, чем у сухой массы торфа.

8. Топливо с влажностью 60% соответствует фрезерному торфу с весьма высоким содержанием W^p и характеризуется теплотой сгора-

Таблица 54

Зависимость теплотехнических характеристик торфа от его влажности

Приведенная влажность $\frac{1000W^p}{Q_{\Pi}^p}$, %	Содержание влаги W^p , %	Низшая теплота сгорания торфа Q_{Π}^p		Жаропроизводительность при сжигании в воздухе, содержащем 1% H_2O (по массе) $t'_{\max}$	
		ккал/кг	%	°С	%
0	0	4660	100	2050	100
2,5	10	4130	89	1970	96
6	20	3610	77	1890	92
10	30	3080	66	1760	86
15	40	2560	55	1630	80
25	50	2030	44	1480	72
40	60	1500	32	1240	61

ния, втрое более низкой, чем у сухой массы, и жаропродуктивно-
стью, лишь несколько превышающей 1200 °С.

Табл. 54 иллюстрирует резкое снижение теплоты сгорания торфа
при повышении его влажности, а также изменение жаропродуктивно-
ности.

При незначительной приведенной влажности торфа его жаропроиз-
водительность сравнительно мало снижается с увеличением содержа-
ния влаги. При большей приведенной влажности существенно снижает-
ся жаропродуктивность.

СОСТАВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОРФА

Максимальное содержание RO_2 , т. е. $SO_2 + CO_2$, в сухих продуктах
сгорания торфа в воздухе составляет около 19,5%, следовательно, не-
смотря на большее содержание углерода в торфе, чем в древесине,
 $CO_{2\max}$ торфа ниже, чем $CO_{2\max}$ дров, что объясняется меньшим со-
держанием кислорода в горючей массе торфа.

В табл. 55 приведен состав сухих продуктов полного сгорания торфа
и их зависимость от коэффициентов избытка воздуха α и разбавления
сухих газов h .

В суммарном объеме влажных продуктов сгорания органической
массы торфа содержится около 11% водяного пара, что составляет
12,1% по отношению к объему сухих газов и около 60% по отношению
к объему CO_2 .

Продукты полного сгорания кускового торфа с $W^p=40\%$ в стехио-
метрических условиях имеют следующий состав, %: 15,0 RO_2 ; 23,2 H_2O ;
61,8 N_2 . Максимальное содержание водяного пара во влажных продук-
тах сгорания 23,2%, что составляет 30% по отношению к объему сухих
продуктов сгорания и 155% по отношению к объему RO_2 .

Состав продуктов полного сгорания фрезерного торфа с $W^p=50\%$
в аналогичных условиях выражается в следующих цифрах, %: 14 RO_2 ,
28 H_2O , 58 N_2 .

Максимальное содержание водяного пара по отношению к
объему сухих продуктов полного сгорания составляет 39% и
 $H_2O_{\max} : RO_{2\max} = 2$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОРФА

Располагаемое тепло продуктов сгорания торфа q и потери тепла
с уходящими газами q_2 можно установить по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y,r} - t_b}{t'_{\max}} [C' + (h-1) BK] \cdot 100\%$$

или по более простым формулам

$$q = 0,01 t_{np.cr} Z \% ; \quad (XII.2)$$

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y,r} - t_b) Z \% ; \quad (XII.3)$$

$$\Delta q = 0,01 \cdot (t_{y,r} - t'_{y,r}) Z \% . \quad (XII.4)$$

В табл. 56 приведены значения Z , подсчитанные для торфа различ-
ной влажности.

Значение Z для кускового торфа иной влажности можно установить
интерполяцией.

Состав продуктов полного сгорания торфа и бурых углей с $RO_2 \text{ max} - 19,5\%$ и значение коэффициентов разбавления сухих продуктов горения h и избытка воздуха α

Содержание, %			h	α	Содержание, %			h	α
RO_2	O_2	N_2			RO_2	O_2	N_2		
19,5	0,0	80,5	1,00	1,00	12,2	7,9	79,9	1,60	1,59
19,3	0,2	80,5	1,01	1,01	12,0	8,1	79,9	1,62	1,61
19,1	0,4	80,5	1,02	1,02	11,8	8,3	79,9	1,65	1,64
19,0	0,5	80,5	1,03	1,03	11,6	8,5	79,9	1,68	1,67
18,8	0,8	80,4	1,04	1,04	11,4	8,7	79,9	1,71	1,70
18,6	1,0	80,4	1,05	1,05	11,2	8,9	79,9	1,74	1,73
18,4	1,2	80,4	1,06	1,06	11,0	9,1	79,9	1,77	1,76
18,2	1,4	80,4	1,07	1,07	10,8	9,4	79,8	1,80	1,79
18,0	1,6	80,4	1,08	1,08	10,6	9,6	79,8	1,83	1,82
17,8	1,8	80,4	1,09	1,09	10,4	9,8	79,8	1,87	1,86
17,6	2,0	80,4	1,11	1,11	10,2	10,0	79,8	1,91	1,90
17,4	2,3	80,3	1,12	1,12	10,0	10,2	79,8	1,95	1,93
17,2	2,5	80,3	1,13	1,13	9,8	10,4	79,8	1,99	1,97
17,0	2,7	80,3	1,14	1,14	9,6	10,6	79,8	2,03	2,00
16,8	2,9	80,3	1,16	1,16	9,4	10,8	79,8	2,07	2,04
16,6	3,1	80,3	1,17	1,17	9,2	11,1	79,7	2,12	2,09
16,4	3,3	80,3	1,19	1,19	9,0	11,3	79,7	2,16	2,13
16,2	3,5	80,3	1,20	1,20	8,8	11,5	79,7	2,21	2,18
16,0	3,7	80,3	1,22	1,22	8,6	11,7	79,7	2,27	2,24
15,8	4,0	80,2	1,23	1,23	8,4	12,0	79,6	2,32	2,28
15,6	4,2	80,2	1,25	1,25	8,2	12,2	79,6	2,38	2,34
15,4	4,4	80,2	1,26	1,26	8,0	12,4	79,6	2,44	2,40
15,2	4,6	80,2	1,28	1,27	7,8	12,6	79,6	2,50	2,46
15,0	4,9	80,1	1,30	1,29	7,6	12,8	79,6	2,56	2,52
14,8	5,1	80,1	1,31	1,30	7,4	13,0	79,6	2,63	2,59
14,6	5,3	80,1	1,33	1,32	7,2	13,2	79,6	2,70	2,66
14,4	5,5	80,1	1,35	1,34	7,0	13,5	79,5	2,78	2,74
14,2	5,7	80,1	1,37	1,36	6,8	13,7	79,5	2,87	2,83
14,0	5,9	80,1	1,39	1,38	6,6	13,9	79,5	2,95	2,90
13,8	6,1	80,1	1,41	1,40	6,4	14,1	79,5	3,05	3,00
13,6	6,4	80,0	1,43	1,42	6,2	14,3	79,5	3,15	3,10
13,4	6,6	80,0	1,45	1,44	6,0	14,5	79,5	3,26	3,21
13,2	6,8	80,0	1,48	1,47	5,8	14,7	79,5	3,37	3,32
13,0	7,0	80,0	1,50	1,49	5,6	15,0	79,4	3,48	3,41
12,8	7,2	80,0	1,52	1,51	5,4	15,2	79,4	3,60	3,55
12,6	7,4	80,0	1,54	1,53	5,2	15,4	79,4	3,75	3,70
12,4	7,6	80,0	1,57	1,56	5,0	15,6	79,4	3,90	3,84

Значение величины Z для торфа различной влажности при температуре уходящих газов до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2+CO+CH_4$, %	Величина Z для торфа с влажностью W^P , %			Содержание в продуктах сгорания $RO_2+CO+CH_4$, %	Величина Z для торфа с влажностью W^P , %		
	40	45	50		40	45	50
19,5	5,12	5,35	5,60	12,0	7,45	7,75	8,10
19,3	5,16	5,40	5,65	11,8	7,55	7,85	8,20
19,1	5,20	5,45	5,70	11,6	7,65	7,95	8,30
19,0	5,22	5,47	5,73	11,4	7,75	8,05	8,40
18,8	5,25	5,50	5,78	11,2	7,86	8,15	8,50
18,6	5,30	5,55	5,84	11,0	7,98	8,28	8,60
18,4	5,35	5,60	5,90	10,8	8,10	8,40	8,70
18,2	5,40	5,65	5,95	10,6	8,23	8,53	8,80
18,0	5,45	5,70	6,00	10,4	8,35	8,65	9,00
17,8	5,50	5,75	6,05	10,2	8,50	8,80	9,15
17,6	5,55	5,80	6,10	10,0	8,65	8,95	9,30
17,4	5,60	5,85	6,15	9,8	8,75	9,05	9,45
17,2	5,65	5,90	6,20	9,6	8,90	9,20	9,60
17,0	5,70	5,95	6,25	9,4	9,05	9,40	9,80
16,8	5,75	6,00	6,30	9,2	9,25	9,60	10,00
16,6	5,80	6,05	6,35	9,0	9,45	9,80	10,20
16,4	5,85	6,10	6,40	8,8	9,60	10,00	10,40
16,2	5,90	6,15	6,45	8,6	9,80	10,20	10,60
16,0	5,95	6,20	6,50	8,4	10,00	10,40	10,80
15,8	6,00	6,25	6,55	8,2	10,20	10,60	11,00
15,6	6,05	6,30	6,60	8,0	10,40	10,80	11,20
15,4	6,10	6,35	6,67	7,8	10,65	11,00	11,40
15,2	6,16	6,42	6,75	7,6	10,90	11,30	11,70
15,0	6,22	6,50	6,82	7,4	11,20	11,60	12,00
14,8	6,28	6,58	6,89	7,2	11,50	11,90	12,30
14,6	6,34	6,64	6,96	7,0	11,80	12,20	12,60
14,4	6,40	6,70	7,02	6,8	12,10	12,50	12,90
14,2	6,46	6,76	7,08	6,6	12,40	12,70	13,10
14,0	6,52	6,82	7,15	6,4	12,70	13,05	13,45
13,8	6,59	6,90	7,22	6,2	13,10	13,40	13,80
13,6	6,67	6,98	7,30	6,0	13,50	13,80	14,20
13,4	6,75	7,05	7,40	5,8	13,90	14,30	14,70
13,2	6,85	7,15	7,50	5,6	14,30	14,70	15,20
13,0	6,95	7,25	7,60	5,4	14,80	15,20	15,70
12,8	7,05	7,35	7,70	5,2	15,13	15,70	16,20
12,6	7,15	7,45	7,80	5,0	15,80	16,30	16,90
12,4	7,25	7,55	7,90				
12,2	7,35	7,65	8,00				

Подсчет 1. Определить потери тепла с уходящими газами при сжигании фрезерного торфа с $W^p=47\%$.

Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в продуктах сгорания 14,2%.

Температура уходящих газов 170 °С, температура воздуха 20 °С. Для торфа:

при $W^p=45\%$ $Z=6,76$ (см. табл. 56);

при $W^p=50\%$ $Z=7,08$;

при $W^p=47\%$ $Z=6,88$ (интерполяция);

$$\Delta q = 0,01 \cdot (170 - 20) \cdot 6,88 = 10,3\%.$$

Подсчет 2. Сжигается торф с $W^p=45\%$. В продуктах сгорания содержится 13,6% RO_2 и 0,2% CO . Насколько уменьшаются потери тепла с уходящими газами при снижении их температуры с 270 до 220 °С?

$$\Delta q = 0,01 \cdot (270 - 220) \cdot 6,9 = 3,5\%.$$

Подсчет 3. Паровой котел работает на торфе с $W^p=40\%$. Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в продуктах сгорания 15,2%.

Температура уходящих газов 230 °С, температура воздуха 30 °С.

Подсчитать потери тепла с уходящими газами

$$q_2 = 0,01 \cdot 6,16 \cdot (230 - 30) = 12,3\%.$$

Подсчет 4. Насколько снизятся потеря тепла с уходящими газами при уменьшении влажности сжигаемого фрезерного торфа с 50 до 45%. По формуле (XII.3) и табл. 56 подсчитываем:

при влажности торфа 50%

$$q_2 = 0,01 \cdot (230 - 30) \cdot 6,75 = 13,5\%,$$

при влажности торфа 45%

$$q_2 = 0,01 \cdot (230 - 30) \cdot 6,42 = 12,8\%;$$

$$\Delta q = 13,5 - 12,8 = 0,7\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании торфа можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{(30CO + 25H_2 + 85CH_4) h \cdot 100}{P} \quad (XII.5)$$

Для кускового торфа с влажностью около 40% в результате подстановки в формулу (XII.5) значения $P=860$ ккал/м³ и замены h выражением $RO_{2\max}$: ($RO_2 + CO + CH_4$) получаем с учетом $R_2O_{\max}$ для торфа ~19,5% локальную формулу

$$q_3 = \frac{68CO + 60H_2 + 190CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \% \quad (XII.6)$$

Для фрезерного торфа с влажностью около 50% и значением величины $P=830$ ккал/м³

$$q_3 = \frac{70CO + 60H_2 + 200CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \% \quad (XII.7)$$

Если в продуктах неполного сгорания торфа установлено лишь содержание CO , а наличие H_2 и CH_4 не определялось, то потери тепла вследствие химической неполноты горения можно приближенно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{90CO}{(RO_2 + CO)} \% \quad (XII.8)$$

Подсчет 5. В продуктах сгорания фрезерного торфа содержится, %: 12,6 RO_2 ; 0,3 CO ; 0,2 H_2 и 0,1 CH_4 . Определить потери тепла вследствие химической неполноты горения.

По формуле (XII.7)

$$q_3 = \frac{70 \cdot 0,3 + 60 \cdot 0,2 + 200 \cdot 0,1}{12,6 + 0,3 + 0,1} = 4,1\%.$$

СОСТАВ УГЛЕЙ

Ископаемые угли [70—87] подразделяются на сапропелевые и гумусовые.

Сапропелевые угли образовались, по-видимому, в основном из планктона, т. е. простейших водорослей и мельчайших животных организмов. В застойных водоемах происходит биохимическое разложение отмерших органических остатков и образование гниющего ила — сапропеля (по гречески *sapros* — гниющий, *pelos* — ил). В результате длительного процесса углефикации сапропеля, изолированного от доступа воздуха слоями почвы, образуются сапропелевые угли.

Сапропелевые угли характеризуются большим содержанием водорода (6,5—9%) и высоким выходом летучих веществ. Они легко зажигаются и горят ярким коптящим пламенем.

С повышением степени углефикации сапропелевых углей содержание водорода в них и выход летучих веществ уменьшаются, оставаясь, однако, значительно большими, чем у сопровождающих их гумусовых углей.

К числу сапропелевых углей принадлежат богхеды, полубогхеды, кеннели, кеннель-богхеды. Наиболее распространены кеннель-богхеды. Горючая масса кеннель-богхедов, залегающих в нижней части пластов Подмосковского бассейна, содержит около 6,8% водорода, выход летучих веществ составляет около 70%.

К горючим ископаемым сапропелевого происхождения принадлежат также сланцы.

Гумусовые угли образовались из остатков высших растений, в том числе деревьев и гигантских папоротников, произраставших миллионы лет тому назад (рис. 12, 13). Известны разновидности бурых углей с отчетливо сохранившейся древесной структурой — лигниты. Однако большая часть углей не имеет столь резко выраженного характера и принадлежит к числу промежуточных классов: сапропелево-гумусовых или гумусово-сапропелевых.

В отличие от образования торфа из остатков растений, которое рассматривается в настоящее время как биохимический процесс, основанный на разложении материнской массы и синтезе гуминовых кислот и других сложных органических соединений, последующий процесс метаморфизма и характер образования ископаемых углей обусловлен в значительной степени глубиной залегания пластов, температурой и давлением в зоне углеобразования.

В зависимости от этих факторов изменяется степень метаморфизма материнской массы.

Органическая масса наиболее молодых по химическому возрасту ископаемых углей отличается от органической массы растений большим содержанием углерода и меньшим содержанием кислорода при сравнительно малом изменении процентного содержания водорода. Со-

удержание водорода в органической массе гумусовых углей обычно ниже, чем в органической массе сапропелитовых.

При более глубоком процессе углефикации процентное содержание углерода увеличивается уже не только за счет дальнейшего снижения содержания кислорода, но и вследствие значительного уменьшения содержания водорода.

В зависимости от степени метаморфизма ископаемые угли подразделяют на бурые угли, каменные угли и антрациты.

Наименее обуглероженные виды ископаемого топлива залегают обычно вблизи от поверхности, а сильно обуглероженные — на значительной глубине. В соответствии с этим месторождения ряда бурых углей, а также некоторых сравнительно мало обуглероженных каменных углей можно разрабатывать открытым способом в угольных разрезах.

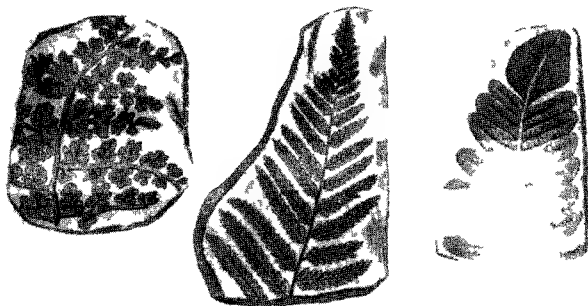


Рис. 12. Отпечатки растений в угольных породах.

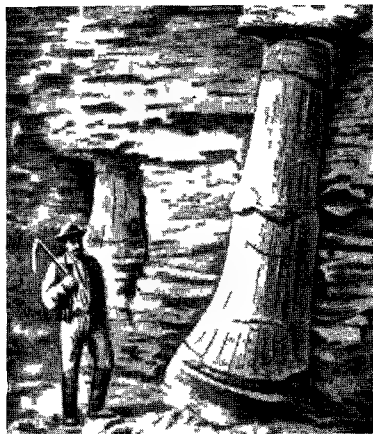


Рис. 13. Обуглероженные стволы деревьев в угольной шахте.

Более обуглероженные каменные угли, предназначенные для выработки кокса, залегают глубоко, и их приходится добывать шахтным методом. Еще глубже залегает антрацит, наиболее обуглероженный, т. е. сильнее метаморфизированный, ископаемый уголь.

Бурые угли содержат значительное количество гумусовых и других органических кислот. Однако гумусовые кислоты, содержащиеся в бурых углях, отличаются от гумусовых кислот торфа меньшим количеством боковых цепей и более высоким содержанием углерода.

Т. А. Кухаренко [72] приводит следующее содержание углерода в гумусовых кислотах различных видов ископаемого топлива, %: торф 52—60, бурые угли землистые 60—66, бурые угли блестящие 61—72.

При нагревании бурых углей с раствором КОН или NaOH щелочной раствор окрашивается в бурый цвет, при обработке раствора минеральной кислотой из него выделяются гуминовые кислоты. При действии на бурые угли разбавленной азотной кислоты образуется окрашенный в бурый цвет раствор. Большинство бурых углей склонно к самовозгоранию и непригодно для длительного хранения и дальнего транспортирования.

Каменные угли. Каменные угли более метаморфизированы по сравнению с бурыми. Они в большинстве случаев не содержат гуминовых кислот и в соответствии с этим не дают окрашенных в бурый цвет вытяжек при обработке раствором щелочи или азотной кислотой. В табл. 57 сопоставлены диагностические признаки каменных и бурых углей [73].

Таблица 57

Диагностические признаки ископаемых углей

Диагностические признаки	Бурый уголь	Каменный уголь
Цвет черты на неглазурованной фарфоровой пластинке	Большой частью бурый	Большой частью черный
Окрашивание раствора КОН	Весьма темное (бурое)	Не происходит
Окрашивание разбавленной HNO_3	От ярко-желтого до красно-бурого	Не происходит

Выход летучих веществ по отношению к горючей массе каменных углей различных марок колеблется в широких пределах — от 9 до 50%. Весьма различен также нелетучий остаток (кокс), образующийся после отгонки из каменных углей летучих веществ. Он может быть порошкообразным, слипшимся или спекшимся. Теплота сгорания горючей массы каменных углей выше, чем бурых, большей частью $Q_G = 7600 \div 8000$. Содержание влаги в каменных углях 5—15%, т. е. значительно ниже, чем в бурых. Приведенная влажность каменных углей $\sim 0,7\text{—}3\%$. Высшая теплота сгорания рабочей массы воздушносухого беззольного каменного угля ($Q_b^p \cdot 100 / (100 - A^p)$) превышает 5700 ккал/кг. Низшая теплота сгорания каменных углей, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов полного сгорания, без избытка воздуха, т. е. величина P , находится в узких пределах — от 920 до 940 ккал/м³. Жаропроизводительность $t_{\max}$ равна 2020—2120 °C; $RO_{2\max}$ сухих продуктов сгорания каменных углей колеблется от 18,8 до 19,3% [37].

Антрацит. Антрацит — плотный, блестящий ископаемый уголь с малым выходом летучих веществ.

Антрациты — наиболее углефицированный вид ископаемых углей. Содержание углерода в горючей массе антрацита превышает 93%, со-

держание водорода — около 2%, кислорода — менее 2%. Выход летучих менее 9% от веса горючей массы. Нелетучий остаток порошкообразный. Теплота сгорания горючей массы антрацита в калориметрической бомбе 8150 ккал/кг. Низшая теплота сгорания горючей массы 8000 ккал/кг. Низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов сгорания, у антрацита 910—915 ккал. Содержание влаги 4—6%, приведенная влажность 0,5—1,2%. Жаропроизводительность антрацита 2140—2160 °C, RO_{2max} антрацита 20,2% [37].

Малый выход летучих веществ обуславливает трудность зажигания антрацита, малую склонность к окислению, стойкость при хранении и бездымный процесс горения. Д. И. Менделеев указал, что антрацит является превосходным видом топлива и отметил высокое качество донецких антрацитов.

Отличием антрацита от каменных углей помимо меньшего выхода летучих является также более высокое значение RO_{2max} : у антрацита — более 20%, а у каменных углей менее 20%.

По классификации, действовавшей до 1977 г., в качестве самостоятельного вида топлива рассматривался полуантрацит, занимавший место между антрацитом и тощими каменными углями. В табл. 58 приведен средний состав горючей массы ископаемых углей и других видов твердого топлива.

Образование ископаемых углей в природе проходит, по-видимому, ряд стадий: отмершие растения → торф → бурый уголь → каменный уголь → антрацит.

В. Френсис приводит следующую схематическую иллюстрацию процесса образования ископаемых углей из древесины [77]:

Таблица 58

Состав горючей массы и основные характеристики топлива

Топливо	Состав горючей массы, %				
	C ^r	S ^r	H ^r	O ^r	N ^r
Дрова	51	—	6,1	42,3	0,6
Торф	58	0,3	6	33,6	2,1
Сланцы	60—75	4—13	7—10	12—17	0,3—1,2
Бурый уголь	64—78	0,3—6	3,8—6,3	15—26	0,6—1,6
Каменный уголь	75—90	0,5—6	4—6	2—13	1—2,7
Антрацит	93—94	2—3	2	1—2	1

Продолжение

Топливо	Выход летучих веществ V ^r , %	Низшая теплота сгорания Q _н ^r , ккал/кг	Жаропроизводительность t _{max} ^r , °C	RO _{2max} продуктов сгорания
Дрова	85	4500	1980	20,5
Торф	70	5240	2050	19,5
Сланцы	80—90	6500—8300	2120	16,7
Бурый уголь	40—60	6000—7000	—	19,5
Каменный уголь	9—50	7300—8300	2130	19,0
Антрацит	3—4	8000	2190	20,2

1. В процессе образования бурых углей из древесины выделяются влага, метан и углекислый газ в соотношении примерно $64 \text{H}_2\text{O} + 8\text{CH}_4 + \text{CO}_2$. При этом на 1 т сухой древесины выделяется около $38 \text{ м}^3 \text{CH}_4$ и $4,2 \text{ м}^3 \text{CO}_2$ и из 1 т древесины образуется примерно 730 кг бурого угля.

Бурые угли образовались в основном 10—60 млн. лет назад.

2. Вторая стадия углефикации — образование молодых каменных углей из бурых углей — сопровождается в основном выделением CO_2 в количестве около 145 м^3 на 1 т исходной древесины. При этом количество образующихся молодых каменных углей составляет 530 кг на 1 т исходной древесины.

Молодые каменные угли образовались в основном 100—180 млн. лет назад.

3. Третья стадия углефикации — образование полуантрацитов из молодых каменных углей — сопровождается выделением H_2O , CH_4 и CO_2 в различных соотношениях и может быть подразделена на три этапа с образованием промежуточных углей:

а) примерное соотношение выделяемых летучих веществ: $1,4\text{H}_2\text{O} + 0,4\text{CH}_4 + \text{CO}_2$. В пересчете на 1 т исходной древесины выделяется $13 \text{ м}^3 \text{CH}_4$ и $35 \text{ м}^3 \text{CO}_2$. Количество угля снижается до 470 кг;

б) соотношение летучих продуктов: $5\text{H}_2\text{O} + 3\text{CH}_4 + \text{CO}_2$. Объем газов $15 \text{ м}^3 \text{CH}_4$ и $5 \text{ м}^3 \text{CO}_2$. Количество угля 450 кг;

в) соотношение летучих продуктов: $1,5\text{H}_2\text{O} + 6\text{CH}_4 + \text{CO}_2$. Объем газов $73 \text{ м}^3 \text{CH}_4$ и $14 \text{ м}^3 \text{CO}_2$. Количество угля снижается примерно до 410 кг.

4. Четвертая стадия процесса — образование антрацита из полуантрацита — характеризуется образованием большого количества (до 150 м^3) метана, не сопровождаемого выделением CO_2 и H_2O . В результате этого несколько снижается теплота сгорания антрацита по сравнению с полуантрацитом. Количество образовавшегося антрацита составляет около 370 кг на 1 т исходной древесины.

Процесс образования каменных углей и антрацитов происходил в основном 200—250 млн. лет назад.

Ископаемые угли не однородны.

В 1919 г. М. Стокс отметила присутствие в углях следующих ингредиентов: витрена, кларена, дюрена и фюзена.

Витрен (*vitreus* — стеклянный) представляет собой хрупкую однородную блестящую черную массу с раковистым изломом, не содержащую различимых под микроскопом растительных остатков. Угли с высоким содержанием витрена обладают малой механической прочностью.

Кларен (*clarus* — блестящий) — блестящая или полублестящая неоднородная черная масса, часто содержащая вкрапления витрена и фюзена.

Дюрен (*durus* — твердый) является твердой прочной неоднородной матовой массой буро-черного или бархатисто-черного цвета, содержащей скопления спор и смоляных телец, часто содержит включения фюзена и витрена.

Фузен (*fusus* — вытянутый) представляет собой однородные пористые матовые прослойки, по структуре напоминающие древесный уголь, иногда со значительным содержанием минеральных веществ. Характеризуется малым выходом летучих веществ и не обладает способностью переходить при нагревании в пластическое состояние.

В процессе исследования углей их обрабатывают смесью бензола и спирта или другими растворителями. При этом в раствор переходят битумы, т. е. смесь углеводородов, жирных кислот, сложных эфиров и некоторых других органических соединений.

Обработкой раствором едкой щелочи из углей можно извлечь высокомолекулярные гуминовые кислоты, содержащие несколько карбо-

кислых групп COOH , характерных для органических кислот, а также гидроксильные группы OH , карбонильные CO и метакислые OSi_3 .

После указанных операций получают остаточный уголь, нерастворимый в обычных условиях в органических растворителях и щелочах.

КЛАССИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

Для оценки свойств углей и их классификации первостепенное значение имеет выход летучих веществ при нагреве угля в стандартных условиях и характер твердого остатка, образующегося после отгонки летучих.

Помимо этих показателей, в международной классификации углей используют индексы спекаемости и коксуемости, а в классификации СССР — толщину спекающегося слоя.

Согласно международной классификации угли с высшей теплотой сгорания беззольной воздушносухой массы до 5700 ккал/кг относят к числу бурых углей. При этом принимают, что воздушносухой массой является уголь, не изменяющий свою влажность при температуре 30 °C и относительной влажности воздуха 97%.

Угли с большей теплотой сгорания подразделяют на десять классов в зависимости от выхода летучих веществ из горючей массы (V^r) и теплоты сгорания [84].

РОЛЬ УГЛЯ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ

Около ста лет назад, в 1870 г., во всем мире было добыто 200 млн. т угля, в том числе 110 млн. т (более 50%) в Великобритании.

В 1880 г. мировая добыча угля увеличилась до 344 млн. т, из них в Великобритании было добыто 147 млн. т (43%), в США 70 млн. т (20%), в Германии 59 млн. т (17%), во Франции 19 млн. т (5,5%), в Бельгии 17 млн. т (5%), в Австрии 16 млн. т (4,5%). В России было добыто 3,3 млн. т угля, и доля ее, включая Царство Польское, составляла в 1880 г. ~1% мировой добычи [78]. При этом на территории России в границах СССР в 1880 г. было добыто всего лишь 2 млн. т угля — менее 0,6% мировой добычи.

В 1913 г. добыча угля в России (в границах СССР) составила 29,1 млн. т, и она занимала по добыче угля шестое место в мире.

Приведенные в табл. 59 данные иллюстрируют темпы роста добычи угля в СССР в последующий период. Советский Союз занимает по добыче угля первое место в мире. На втором месте США.

При подсчетах, выполненных в 1956 г., общие геологические запасы углей до глубины 1800 м были оценены в 8670 млрд. т, в том числе действительные около 241, вероятные 942 и возможные 7487 млрд. т [70, 79—80].

Геологические запасы угля в СССР являются существенным резервом топлива обеспечивающим будущие потребности страны. Однако не все ресурсы угля можно рассматривать как топливную базу для использования уже в настоящее время. Примерно две трети геологических запасов приходится на угольные бассейны северной Сибири, расположенные в необжитых районах, удаленных от потребителя топлива. Значительная часть геологических запасов других районов также приходится на бассейны и месторождения, освоение которых в настоящее время нецелесообразно вследствие неблагоприятных условий залегания угольных пластов, зольности топлива и других факторов.

Добыча каменного и бурого углей и антрацита, млн. т

Год	Бурый уголь	Каменный уголь	Антрацит	Всего		В том числе добыто	
				натуральное топливо	в пересчете на условное топливо	угля открытым способом	каменного угля для коксования
1913	1	23	5	29	23	0,2	—
1922	2	7	2	11	—	0,2	—
1940	26	104	36	166	140	6	35
1950	76	145	40	261	206	27	—
1960	135	301	74	510	373	102	110
1965	150	351	76	577	412	140	139
1970	148	400	76	624	433	166	165
1971	153	411	76	640	444	179	169
1972	156	424	75	655	460	190	170
1973	157	434	76	667	469	199	173
1974	161	447	76	684	480	213	176

Наряду с этим многие прогнозные геологические ресурсы угля еще не подтверждены в полной степени разведочными работами.

Академик Н. В. Мельников оценивает достоверные запасы углей в СССР, извлечение которых возможно при современном уровне техники, в 1200 млрд. т [63].

Разведанные и прогнозные запасы угля в районах, наиболее благоприятных для промышленного освоения, с учетом мощности пластов и зольности топлива оцениваются в настоящее время в 500—600 млрд. т. Из них около 150 млрд. т приходится на угли, пригодные для коксования, 150—160 млрд. т на угли, которые можно добывать открытым способом [79].

Капиталовложения, необходимые для добычи угля, и его себестоимость в большой степени определяются условиями залегания угольных пластов, обуславливающими методы добычи топлива.

При неглубоком залегании мощных угольных пластов, доступных для разработки открытым способом с применением роторных экскаваторов, как, например, в Канско-Ачинском бассейне, себестоимость добываемого угля и необходимые для этого капиталовложения невелики и развитие добычи угля весьма эффективно [80]. Шахтная добыча глубокозалегающих углей требует гораздо больших капиталовложений и обходится значительно дороже.

Развитие подземной добычи необходимо в первую очередь для обеспечения металлургии коксующимися каменными углями.

В ряде районов страны каменные угли и антрацит, добываемые в шахтах, обеспечивают значительную часть потребности в энергетическом топливе.

В 1974 г. в стране было добыто 684 млн. т ископаемых углей, в том числе 213 млн. т открытым способом. Среднемесячная производительность труда рабочего по добыче угля составила 73 т. При этом добыча угля в разрезах равнялась 391, а в шахтах 54 т. на рабочего в месяц. Добыча в шахтах Карагандинского бассейна составила 87, Кузнецкого 70, Донецкого 44 т в месяц.

Около 26% угля использовали для коксования; 43% для пылевидного сжигания на электростанциях и в крупных промышленных котельных; 25% для слоевого сжигания; 3% угля в качестве технологического топлива в промышленности строительных материалов и для агломе-

рации руд; 1,6% для брикетирования; 0,5% полукоксования; 0,2% газификации; 0,7% приходится на долю прочих потребителей [85].

В 1975 г. было добыто 701 млн. т угля. За годы десятой пятилетки добыча угля возрастет на 13—16% и достигнет к 1980 г. 790—810 млн. т [8]. Прирост добычи угля составит 103,7 млн. т [239].

В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы», утвержденных XXV съездом КПСС, предусмотрено широкое применение для производства электроэнергии дешевого твердого топлива и сооружение крупных тепловых электростанций, работающих на экибастузском и канско-ачинском углях [9].

Мощные пласты этих углей залегают на небольшой глубине, и добыча их открытым способом позволяет обеспечить электростанции дешевым топливом. Добыча угля открытым способом возросла от 180 млн. т в 1971 г. до 219 млн. т в 1975 г., процент добычи угля в разрезах увеличился за эти годы с 28,0 до 31,7%, а производительность труда рабочего, занятого открытой добычей угля, — с 315 до 418 т в месяц [90].

В десятой пятилетке предусмотрено широкое развитие работ по добыче угля открытым способом в восточных районах страны, ускоренное создание Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса и более полное освоение Экибастузского бассейна. На долю восточных районов страны придется 90% прироста добычи угля. Дальнейшее развитие получат действующие угольные бассейны — Донецкий, Кузнецкий, Карагандинский, Печорский и др., ускоренно будет развиваться Южно-Якутский угольный район. К 1980 г. в РСФСР добыча угля будет доведена до 428—438 млн. т, в Украинской ССР — до 226—229 млн. т, в Казахской ССР — до 124—127 млн. т [9].

Бурые угли являются наименее обуглероженным видом ископаемых углей.

Состав органической массы бурых углей различных месторождений меняется в значительной степени. Колебания в составе органической массы характеризуются следующими цифрами, %: 65—78 C; 4,3—6,3 H; 16—27 O; 17—0,6 N; 0,2—2,7 S.

Наименее углефицированные виды бурых углей по своему составу и свойствам приближаются к торфу, а бурые угли с высоким содержанием углерода сходны с молодыми по химическому возрасту каменными углями.

Выход летучих веществ составляет большей частью 40—50% в пересчете на горючую массу, достигая у некоторых бурых углей 60%.

Различают следующие разновидности [71] бурых углей:

Лигнит — гумифицированная ископаемая древесины с отчетливо сохранившейся древесной структурой. Наиболее молодой по химическому возрасту вид бурых углей.

Землистый бурый уголь рыхлого строения с высоким содержанием гуминовых кислот.

Сажистый бурый уголь с высоким содержанием фюзена.

Матовый плотный бурый уголь с высоким содержанием дюрена.

Блестящий бурый уголь, плотный, часто с повышенным содержанием углерода и малым содержанием гуминовых кислот. Матовые угли имеют большей частью буроватый цвет, а куски блестящих углей бывают иногда черного цвета. Однако на неглазурованной фарфоровой пластинке («бисквите») большинство бурых углей, как отмечалось выше, оставляют бурую черту. Это — одно из внешних отличий бурых углей от каменных [73].

Содержание серы в горючей массе бурых углей различных месторождений колеблется в широких пределах — от 0,3 до 6%. Важным отличием бурых углей от торфа является высокое содержание золы, большей частью от 20 до 40% на сухую массу топлива. Бурые угли обладают высокой гигроскопичностью. Содержание влаги в рабочей массе обычно больше 20%, а у некоторых бурых углей достигает 55%, т. е. превышает среднюю влажность фрезерного торфа. Бурые угли маркируют в зависимости от содержания влаги следующим образом: при W^p более 40% — марка Б1, при W^p от 30 до 40% — Б2, при W^p до 30% — Б3.

После отгонки из бурых углей летучих веществ образуется порошкообразный остаток.

Высшая теплота сгорания рабочей массы беззольного воздушносухого бурого угля (Q_v^p) менее 5700 ккал/кг.

Низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов полного сгорания, не разбавленных воздухом, за редким исключением, менее 900 ккал (790—900).

Жаропроизводительность $t'_{\max}$ колеблется в пределах 1400—2000 °C [37]; $RO_{2\max}$ сухих продуктов сгорания бурых углей¹ 19,0—19,9%.

По размеру кусков бурые угли подразделяют на уголь БК (бурый крупный) — размеры кусков 50—100 мм; БО (бурый орех) — 25—50 мм; БМ (бурый мелкий) — 13—25 мм; БШ (бурый семячко с штыбом 0—13 мм). Размер кусков бурого рядового угля (БР) 0—200 мм.

БУРЫЕ УГЛИ МАРКИ Б1

К числу бурых углей марки Б1 (с содержанием влаги более 40%) принадлежат угли Днепровского бассейна, Мукачевского месторождения и Южно-Уральского бассейна. Угли этой марки являются наименее углефицированной группой ископаемых углей. Среднее содержание углерода в их горючей массе обычно ниже 70%, содержание водорода около 6%, а кислорода более 20%. Выход летучих веществ $V_r = 60—65\%$, приближающийся к выходу летучих веществ у торфа

Таблица 60

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки Б1

Показатели	Днепровский бассейн	Южно-Уральский бассейн (Бабаевское месторождение)	Характеристики	Днепровский бассейн	Южно-Уральский бассейн (Бабаевское месторождение)
<i>Горючая масса топлива</i>			<i>Теплотехнические характеристики</i>		
Состав, %			Q_p^R , ккал/кг	1800	2170
S_{k+op}^R	5,8	1,8	$RO_{2\max}$, %	19,0	18,6
C^R	67,6	70,0	$t'_{\max}$, °C	1400	1480
H^R	5,7	6,5	P , ккал/м ³	790	830
N^R	0,9	0,8	R , ккал/м ³	560	600
O^R	20,0	20,9	B	0,71	0,72
Выход летучих V_r , %	60	63	$W_{прив}^R$, %	30	25
Теплота сгорания Q_6^R , ккал/кг	6900	7100	$A_{прив}^R$, %	10	4
<i>Сухая масса топлива</i>			S_{k+op}^P , %	1	0,3
A^o , %	27	19	$V_{eозд. прив}^o$, м ³	1,3	1,25
<i>Рабочая масса топлива</i>			$V_{\Sigma прив}^o$, м ³	1,8	1,7
Состав, %			$V_{с. г. прив}^o$, м ³	1,28	1,2
W^P	55	54	$V_{H_2O прив}^o$, м ³	0,52	0,5
A^P	12	9	<i>Характеристики плавкости золы</i>		
S_{k+op}^P	1,9	0,7	t_1 , °C	1130	1100
C^P	22,3	26,0	t_2 , °C	1200	1200
H^P	1,9	2,4	t_3 , °C	1250	1250
N^P	0,3	0,3			
O^P	6,6	7,6			

¹ За исключением бабаевских углей (18,6%).

($V^r=70\%$ от веса горючей массы). Среднее содержание влаги в рабочем топливе у большинства углей превышает 50% . Низшая теплота сгорания $1800\text{--}2200$ ккал/кг. Жаропроизводительность $1400\text{--}1500^\circ\text{C}$.

Бурые угли марки Б1 характеризуются высокой приведенной влажностью на 1000 ккал низшей теплоты сгорания рабочего топлива порядка $23\text{--}32\%$. Содержание водяного пара в продуктах сгорания, не разбавленных воздухом, $25\text{--}30\%$. Соотношение объемов $\text{H}_2\text{O}:\text{CO}_2$ в продуктах сгорания $2\text{--}2,2$.

В табл. 60 приведен состав горючей массы бурых углей марки Б1 по Т. А. Зикееву [82], дан состав рабочей массы и подсчитанные автором теплотехнические характеристики.

Угли Днепровского бассейна. Днепровский буроугольный бассейн расположен на западном побережье Днепра в районе городов Запорожье — Кривой Рог — Житомир.

Средняя мощность пластов около 5 м, максимальная 25 м. Угли залегают на глубине от несколько десятков до 100 м. Добыча осуществляется открытым способом в районах Александрии, Звенигородска и др.

Угли характеризуются высокой влажностью, зольностью и сернистостью. В сухом топливе содержится до 30% минеральной массы. Содержание влаги в рабочем топливе превышает 50% . Почти две трети рабочего топлива составляет балласт. Низшая теплота сгорания рабочего топлива порядка 2000 ккал/кг. Жаропроизводительность ниже 1500°C .

Угли Мукачевского месторождения. Мукачевское месторождение бурых углей расположено в Закарпатской Украине вблизи от города Мукачево. Низшая теплота сгорания горючей массы порядка 5800 ккал/кг. Выход летучих около 60% . Содержание балласта в рабочем топливе составляет около 70% (45% влага и 25% зола).

Угли Южно-Уральского бассейна. Южно-Уральский буроугольный бассейн расположен в Оренбургской области и Башкирской АССР. Мощность пластов угля достигает 100 м. Глубина залегания от 40 до 270 м. Уголь добывают в разрезах.

Влажность южно-уральских бурых углей превышает 50% , а суммарное содержание балласта в рабочем топливе — более 60% .

БУРЫЕ УГЛИ МАРКИ Б2

Бурые угли марки Б2 содержат $30\text{--}40\%$ влаги. К ним относятся угли Подмосковного и Канско-Ачинского буроугольных бассейнов и ряда месторождений.

В горючей массе бурых углей Б2 содержится большей частью свыше 70% С. Выход летучих веществ $40\text{--}50\%$. Зольность и сернистость углей различных месторождений колеблется в больших пределах. Низшая теплота сгорания рабочей массы большинства углей Б2 $2500\text{--}3500$ ккал/кг. Жаропроизводительность $t'_{\max}=1700\text{--}1870^\circ\text{C}$. Приведенная влажность рабочего топлива $10\text{--}15\%$. Содержание водяного пара в продуктах сгорания (при $\alpha=1$) $15\text{--}20\%$. Соотношение объемов $\text{H}_2\text{O}:\text{CO}_2$ в продуктах сгорания составляет немногим более единицы.

Угли Подмосковного бассейна. Подмосковный буроугольный бассейн расположен в основном в Тульской, Калужской и Калининской областях, он охватывает район Москвы дугой длиной около 900 км. Уголь был найден в 1723 г. Иваном Пальчиным под селом Петровым в Рязском уезде [86].

Разведанные балансовые запасы угля в бассейне оцениваются примерно в 6 млрд. т, в том числе разведанные по категориям $A+B+C_2$ — $4,4$ млрд. т [70].

В Подмосковном бассейне сосредоточено около 80% бурых углей, залегающих в Европейской части СССР. Мощность угольных пластов от 0,5 до 12 м. Средняя мощность рабочих пластов 1,5—2 м.

В горючей массе содержится около 6% S. Из этого количества немногим более половины составляет колчеданная сера, от которой угли могут быть освобождены в процессе обогащения. Получаемый в виде отхода углистый колчедан может быть использован для производства серной кислоты. Низшая теплота сгорания горючей массы около 6300 ккал/кг.

Подмосковные угли высокосольны. Зольность сухой массы колеблется от 10 до 45% и составляет в среднем по бассейну около 35%. Содержание золы в углях в значительной степени возрастает с уменьшением размера кусков добываемого топлива в связи с увеличением процента пустой породы.

В рабочем топливе содержится 25—37% влаги, среднее содержание влаги в нем 33%. Суммарное содержание балласта в рабочем топливе около 56%. Низшая теплота сгорания около 2500 ккал/кг, жаропроизводительность около 1700 °С. Состав и теплотехнические характеристики подмосковного угля приведены в табл. 61.

Вследствие высокого содержания влаги, золы и серы, низкой жаропроизводительности и склонности к самовозгоранию подмосковные угли являются низкосортным видом топлива. Тем не менее стационарные и крупные промышленные паровые котлы работают на подмосковном угле, сжигаемом в пылевидном состоянии с КПД до 89%, лишь немногим уступающим КПД котлов, работающих на наиболее квалифицированных видах топлива. Следует отметить также малый расход энергии на помол подмосковного угля.

К сожалению, подмосковный уголь, добываемый в Центральном промышленном районе, является одним из наиболее дорогих видов топлива.

В 1913 г. было добыто 0,3 млн. т подмосковного угля, в 1940 г. — 10, в 1974 г. — 35 млн. т [87].

Угли Золочевского (Тростянецкого) месторождения УССР. Месторождение расположено в Западной Украине. Среднее содержание влаги в рабочем топливе составляет около 37%.

Угли Канско-Ачинского бассейна. Канско-Ачинский буроугольный бассейн расположен в Восточной Сибири. Протяженность его вдоль Транссибирской железной дороги от г. Мариинска до ст. Тайшет около 800 км. Ширина бассейна от 20 до 200 км, площадь около 50 000 км².

Запасы угля в бассейне на глубине до 300 м, пригодные для разработки открытым способом, достигают 140 млрд. т. Из них подготовлено к освоению 28 млрд. т [15].

Мощность угольного пласта 50—80 м, а в некоторых районах достигает 100 м.

Уголь залегают почти горизонтально на небольшой глубине и на многих участках может добываться открытым способом при очень небольших затратах. Коэффициент вскрыши составляет всего от 1 до 3 м³/т угля.

С 1950 г. в бассейне открытым способом разрабатываются Назаровское и Ирша-Бородинское месторождения. В 1975 г. в Назаровском разрезе было добыто 13 млн. т, а в Ирша-Бородинском 15 млн. т угля [88]. Мощность Ирша-Бородинского разреза будет доведена к 1980 г. до 25 млн. т [90].

Весьма перспективны Березовское, Итатское, Барандатское, Абанское и другие месторождения. Запасы угля, на базе которых могут быть созданы мощные карьеры, в этих месторождениях исчисляются миллиардами тонн.

По расчетам, выполненным Институтом экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения АН СССР, много-

Состав и технические характеристики бурых углей марки Б2

Показатели	Подмос- ковский бассейн	Месторождение				
		Чернов- ское (Читин- ская область)	Райчи- хинское (Хаба- ровский край)	Кивдин- ское (Хаба- ровский край)	Бикин- ское (Примор- ский край)	Ангрей- ское (УзССР)
Горючая масса топлива						
Состав, %						
S_K^r	3,0	0,8	0,6	0,3	0,7	1,4
$S_{ор}^r$	2,8					0,9
C^r	67,0	75,0	70,5	71,0	65,6	76,5
H^r	5,2	5,0	4,2	4,3	5,6	3,8
N^r	1,3	1,2	1,1	1,2	1,7	0,5
O^r	20,7	18,0	23,6	23,2	26,4	16,9
Выход летучих V^r , %	47,0	44,0	42,0	—	—	33,0
Теплота сгорания Q_0^r , ккал/кг	6700	7150	6350	6150	6150	6950
Сухая масса топлива						
A^c , %	34	13	13	20	—	16
Рабочая масса топлива						
Состав, %						
W^p	33,0	34,0	39,0	37,0	37,0	36,0
A^p	23,0	8,0	8,0	13,2	22,0	10,0
S_K^p	1,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,7
$S_{ор}^p$	1,2					0,5
C^p	29,5	43,5	37,5	35,3	26,9	41,1
H^p	2,3	2,9	2,2	2,1	2,3	2,4
N^p	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,2
O^p	9,1	10,5	12,5	11,6	10,8	9,1
Теплотехнические характеристики						
Q_H^p , ккал/кг	2560	3800	3000	2840	2160	3380
$RO_2 \max$, %	19,3	19,4	19,8	19,7	19,3	19,9
$t'_{\max}$, °C	1730	1860	1750	1730	1600	1800
P , ккал/м ³	860	875	860	850	835	865
R , ккал/м ³	700	750	710	700	645	730
B	0,80	0,84	0,82	0,82	0,79	0,84
$W_{прив}^p$, %	13	9	12,3	13	17	11
$A_{прив}^p$, %	9	2,2	2,5	5	10	3,2
$S_{к+ор прив}^p$, %	1	0,1	0,1	0,1	0,15	0,4
$V_{возд. прив}^o$, м ³	1,17	1,14	1,12	1,20	1,22	1,17
$V_{\Sigma прив}^o$, м ³	1,43	1,33	1,42	1,43	1,55	1,37

Таблица 61 (окончание)

Показатели	Подмос- ковный бассейн	Месторождение				
		Чернов- ское (Читин- ская область)	Райчи- хинское (Хабаров- ский край)	Кивдин- ское (Хаба- ровский край)	Бикин- ское (Примор- ский край)	Ангренс- кое (УзССР)
$V_{с. г. прив}^o, м^3$	1,16	1,12	1,16	1,18	1,20	1,15
$V_{H_2O прив}^o, м^3$	0,27	0,21	0,26	0,25	0,35	1,22
<i>Характеристики плавкости золы</i>						
$t_1, ^\circ C$	1350	1060	1100	1050	1400	1160
$t_2, ^\circ C$	1500	1180	1250	1200	1450	1300
$t_3, ^\circ C$	1500	1210	1300	1250	1500	1320

кратное увеличение добычи канско-ачинских углей высокоэффективно [89].

В соответствии с планом развития народного хозяйства в Канско-Ачинском бассейне в десятой пятилетке будет развернуто строительство мощного угольного разреза и на этой базе Березовской электростанции [9].

Удельные капиталовложения, необходимые для добычи канско-ачинских углей, оцениваются в 9—10 руб. на 1 т условного топлива. Себестоимость 1 т натурального топлива, добываемого в карьерах, около 1 руб., или около 2 руб. в пересчете на условное топливо.

При создании весьма мощных карьеров предполагается, что себестоимость канско-ачинских углей будет порядка 50 коп. за 1 т угля, или около 1 руб. за 1 т у. т., т. е. примерно в 7 раз дешевле донецкого угля и в 3 раза дешевле кузнецкого угля открытой добычи. Канско-ачинские угли на месте добычи являются наиболее дешевым видом топлива [15].

Канско-ачинские угли различных месторождений близки по своему составу. Они являются малосернистым и малозольным топливом и содержат от 30 до 40% влаги. Выход летучих веществ из горючей массы — около 48%.

Усредненный состав канско-ачинских углей и подсчитанные автором теплотехнические характеристики даны в табл. 62.

Можно отметить две группы углей Канско-Ачинского бассейна.

К первой группе принадлежат угли Ирша-Бородинского, Барандатского, Березовского и Абанского месторождений. Среднее содержание углерода в горючей массе этих углей около 71—72%, водорода 5%, кислорода 22—23%, азота до 1%. Содержание серы 0,3—0,5%. Зольность сухой массы 7—12%. Среднее содержание влаги в рабочем топливе около 33% (у углей Барандатского месторождения 36%). Низшая теплота сгорания 3500—3800 ккал/кг. Жаропроизводительность ($t_{\max}$) около 1840 °C.

Ко второй группе можно отнести угли Назаровского, Итатского и Боготольского месторождений. Среднее содержание углерода в горючей массе этих углей 70%. Содержание серы ~0,8%. Зольность сухой массы около 12%, а содержание влаги в угле около 40%. Вследствие более высокого содержания кислорода в горючей массе и влаги в рабочем топливе теплота сгорания рассматриваемых углей примерно на 500 ккал/кг ниже, чем углей первой группы, а жаропроизводительность ниже ~на 80 град.

Канско-ачинские угли используют в первую очередь на мощных электростанциях. При сжигании назаровских и ирша-бородинских углей

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей Канско-Ачинского бассейна

Показатель	Месторождение						
	Ирша-Бородинское	Березовское	Абанское	Барадатское	Назаровское	Итатское	Боготольское
<i>Горючая масса топлива</i>							
Состав, %							
S_{o+k}^r	0,3	0,3	0,6	0,3	0,8	0,8	1,0
C^r	71,5	71,0	71,0	71,5	70,0	69,5	69,5
H^r	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,9	4,9
N^r	1,0	0,7	1,0	0,7	0,8	0,7	0,7
O^r	22,2	23,1	22,5	22,6	23,6	24,1	23,9
Выход летучих V^r , %	48	48	48	48	48	48	48
Теплота сгорания Q_6^r , ккал/кг	6750	6600	6650	6700	6520	6550	6550
<i>Сухая масса топлива</i>							
A^c , %	9,0	7,0	12,0	7,0	12,0	11,7	12,0
<i>Рабочая масса топлива</i>							
Состав, %							
W^p	33,0	33,0	33,5	37,0	39,0	40,5	44,0
A^p	6,0	4,7	8,0	4,4	7,3	6,8	6,7
S_{k+op}^p	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,4	0,5
C^p	43,7	44,3	41,5	41,9	37,6	36,6	34,2
H^p	3,0	3,0	2,9	2,9	2,6	2,6	2,4
N^p	0,6	0,4	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3
O^p	13,5	14,4	13,1	13,2	12,7	12,7	11,9
<i>Теплотехнические характеристики</i>							
Q_H^p , ккал/кг	3740	3740	3520	3550	3110	3040	2820
$RO_2 \text{ max}$, %	19,7	19,7	19,7	19,7	19,6	19,7	19,7
t'_{max} , °C	1850	1840	1840	1810	1750	1740	1730
P , ккал/м³	895	890	890	890	875	875	870
R , ккал/м³	750	747	747	733	708	703	760
B	0,84	0,84	0,84	0,83	0,81	0,81	0,80
$W_{\text{прив}}^p$, %	8,8	8,8	9,5	10,3	12,3	12,3	15,6
$A_{\text{прив}}^p$, %	1,6	1,3	2,3	1,2	2,3	2,2	2,4
$S_{k+op \text{ прив}}^p$, %	0,05	0,05	0,11	0,05	0,13	0,13	0,17
$V_{\text{возд. прив}}^o$, м³	1,13	1,14	—	1,14	1,16	1,16	—
$V_{\Sigma \text{ прив}}^o$, м³	1,33	1,34	—	1,36	1,42	1,43	—
$V_{\text{с. г. прив}}^o$, м³	1,12	1,12	—	1,12	1,15	1,15	—
$V_{\text{H}_2\text{O прив}}^o$, м³	0,21	0,21	—	0,24	0,27	0,28	—
<i>Характеристики плавкости золы</i>							
t_1 , °C	1180	1270	—	1300	1200	1200	1150
t_2 , °C	1210	1290	—	1310	1220	1220	1170
t_3 , °C	1230	1310	—	1340	1240	1240	1190

на электростанциях отмечено шлакование газоходов котлов в области температур газов 800—900 °С, возможно обусловленное образованием эвтектической смеси CaSO_4 и CaS в результате взаимодействия окиси кальция, содержащейся в летучей золе, с окислами серы.

Для устранения шлакования газоходов при использовании углей Канско-Ачинского бассейна рекомендовано сжигать угли при высоких температурах в циклонных и вихревых топках. Для повышения температуры в топках предусматривается подсушка угля до $W^p=16\%$ [91, 92].

Электроэнергию, генерируемую на мощных станциях, работающих на канско-ачинских углях, предполагается передавать на дальние расстояния. Дальний транспорт сырого угля с содержанием 30—40% влаги и теплотой сгорания ниже 4000 ккал/кг менее целесообразен. В соответствии с этим заслуживает большого внимания изучение транспортировки подсушенного угля и полукокса [93, 94].

Угли Черновского месторождения. К востоку от Канско-Ачинского бассейна в Читинской области расположено Черновское месторождение бурых углей.

По составу и теплотехническим характеристикам черновские угли близки к ирша-бородинским углям Канско-Ачинского бассейна.

Угли Дальнего Востока. В Амурской области в 40 км от ст. Буряя расположен Кивдо-Райчихинский угленосный район.

Рабочая мощность пласта 5—6 м. Глубина залегания до 100 м. Райчихинские угли, добываемые открытым способом с применением мощных экскаваторов, — дешевое топливо.

В Приморском крае расположено Бикинское месторождение бурых углей. Состав и теплотехнические характеристики бурых углей Райчихинского, Кивдинского и Бикинского месторождений приведены в табл. 61.

Угли Ангренского месторождения. Месторождение расположено в Узбекской ССР. Уголь добывают открытым способом и в шахтах. На угле Ангренского месторождения будет работать ГРЭС, сооружаемая в десятой пятилетке [9].

БУРЫЕ УГЛИ МАРКИ БЗ

К этой группе относятся бурые угли с содержанием влаги в рабочем топливе менее 30%.

Низшая теплота сгорания большинства углей марки БЗ от 3000 до 4000 ккал/кг, а жаропродуктивность от 1800 до 2000 °С. Выход летучих веществ от 38 до 50%.

Приведенная максимальная влажность (на 1000 ккал низшей теплоты сгорания угля) 3—11%. Содержание водяного пара в продуктах сгорания 12—15%. Соотношение объемов $\text{H}_2\text{O} : \text{CO}_2$ в продуктах сгорания меньше единицы.

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки БЗ приведены в табл. 63 и 64.

Основные месторождения рассматриваемых бурых углей расположены на Урале, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в Средней Азии и на Кавказе.

Угли Челябинского бассейна. Челябинский буругольный бассейн расположен на Южном Урале к востоку от г. Челябинска. В Коркинском месторождении Челябинского бассейна слой угольной залежи достигает 200 м. Примерно 30% угля в Челябинском бассейне добывают в карьерах.

Ресурсы угля, пригодные для открытой добычи, в значительной степени выработаны. Себестоимость челябинского угля, добываемого от-

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей Урала, Сибири и Дальнего Востока с содержанием влаги до 30%

Показатели	Челябинский бассейн	Месторождение								
		Волчанское (Свердловская область)	Богословское и Веселовское (Свердловская область)	Азейское (Иркутская область)	Гусиноозерское (Бурятская АССР)	Арбагарское (Читинская область)	Тарбагалайское (Читинская область)	Тавричанское (Приморский край)	Артемовское (Приморский край)	Сахалинское
Горючая масса топлива										
Состав, %										
S_k^r	1,8									
$S_{ор}^r$	0,8	0,3	0,5	0,6	0,8	1,2	2,1	0,7	0,5	0,5
C^r	71,5	66,0	69,5	73,5	75,0	71,0	74,5	73,0	71,0	72,0
H^r	5,2	5,1	4,8	5,3	5,0	4,9	5,2	5,9	5,7	5,5
N^r	1,7	0,8	1,2	1,5	1,2	1,4	1,3	2,2	1,8	1,5
O^r	19,0	27,8	24,0	19,1	18,0	21,5	16,9	18,2	21,0	20,5
Выход летучих V^r , %	44	50	46	46	43	38	43	48	50	48
Q_6^r , ккал/кг	6900	6100	6400	7200	7300	6800	7200	7200	6900	6800
Сухая масса топлива										
A^c , %	34	33	30	13	17	20	18	25	23	15
Рабочая масса топлива										
Состав, %										
W^p	17,0	23,0	28	22	23	25	30	15	26	20
A^p	28,0	27	20	10	13	15	13	22	17	12
$S_{к+ор}^p$	1,5	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	1,2	0,4	0,3	0,3
C^p	39,1	33,0	36,1	50,0	48,0	42,6	42,6	46,1	40,5	49,0
H^p	2,8	2,5	2,5	3,6	3,2	2,9	2,9	3,7	3,3	3,8
N^p	1,0	0,4	0,6	1,0	0,7	0,8	0,7	1,4	1,0	0,9
O^p	10,6	13,9	12,5	13,0	11,5	13,0	9,6	11,4	11,9	14,0
Теплотехнические характеристики										
$Q_{и}^p$, ккал/кг	3500	2800	3000	4500	4300	3700	3800	4250	3600	4450
RO_2 max, %	19,3	19,7	19,9	19,1	19,2	19,6	19,1	19,0	19,0	19,0
$t_{пак}$, °C	1940	1800	1830	1980	1950	1930	1880	2020	1870	1980
P , ккал/м³	910	870	890	930	910	930	880	920	900	920
R , ккал/м³	785	725	740	800	790	780	760	820	760	800
B	0,87	0,84	0,84	0,86	0,86	0,85	0,87	0,88	0,84	0,86
$W_{прив}^p$, %	5	9	9	5	5,5	7	8	3,5	7	4,5
$A_{прив}^p$, %	8,0	10	0,5	2	3	4	3	5	5	3
$S_{к+ор прив}^p$, %	0,4	0,1	0,1	0,1	0,15	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1
$V_{везд прив}$, м³	1,11	1,16	1,14	1,10	1,11	1,12	1,15	1,10	1,13	1,10
$V_{\Sigma прив}$, м³	1,27	1,39	1,34	1,25	1,26	1,30	1,31	1,23	1,32	1,24
$V_{с гт прив}$, м³	1,10	1,15	1,12	1,08	1,09	1,10	1,13	1,08	1,11	1,07
$V_{H_2O прив}$, м³	0,17	0,24	0,22	0,17	0,17	0,20	0,18	0,15	0,21	0,17
Характеристики плавкости золы										
t_1 , °C	1100	1360	1200	1100	1100	1050	1050	1200	1125	1100—1400
t_2 , °C	1150	1500	1350	1300	1200	1170	1230	1400	1240	1200—1500
t_3 , °C	1220	—	1400	1320	1220	1220	1250	1450	1280	1200—1500

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки БЗ Казахской, Таджикской, Киргизской и Грузинской ССР

Показатели	Карагандинский бассейн (КазССР)	Месторождение					
		Ленгерское (КазССР)	Шурабское (ТаджССР)	Сулюктинское (КиргССР)	Кизил-Кийское (КиргССР)	Ахалцихское (ГССР)	Гелатское (ГССР)
Горючая масса топлива							
Состав, %							
S	1,5	3,0	1,6	0,8	1,8	2,6	3,3
C ^r	72,5	75,5	74,0	77,0	77,0	67,5	71,5
H ^r	4,9	4,4	4,5	4,1	4,0	5,7	5,7
N ^r	0,9	0,6	0,9	0,7	0,8	1,4	1,5
O ^r	20,2	16,5	19,0	17,4	16,4	22,8	18,0
Выход летучих V _г , %	40	39	37	33	37	49	43
Q _б ^r , ккал/кг	6800	7100	7000	7000	7100	6700	7100
Сухая масса топлива							
A ^o , %	36	18		15	13	40	43
Рабочая масса топлива							
Состав, %							
W ^p	23	30	21	22	28	20	11
A ^p	26	13	16	12	10	38	38
S ^p	0,7	1,8	1,0	0,5	1,1	1,1	1,6
C ^p	34,0	43,0	46,4	51,0	47,7	28,4	37,0
H ^p	2,5	2,5	2,9	2,7	2,5	2,4	2,7
N ^p	0,4	0,3	0,5	0,4	0,5	0,5	0,7
O ^p	9,4	9,4	12,2	11,4	10,2	9,6	9,0
Теплотехнические характеристики							
Q _н ^p , ккал/кг	2900	3700	4000	4400	4100	2500	3300
RO ₂ max, %	19,5	19,5	19,5	19,8	19,7	19,0	19,1
t _{max} ^p , °C	1800	1870	1960	1960	1920	1820	970
P, ккал/м ³	880	870	910	905	895	885	900
R, ккал/м ³	730	760	790	790	780	740	800
B	0,83	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,88
W ^p _{прив} , %	9	8	5	5	7	7	3
A ^p _{прив} , %	9	3,5	4	3	2,5	13	11
S ^p _{к+ор прив} , %	0,3	0,5	0,25	0,1	0,3	0,4	0,5
V ^o _{возд. прив} , м ³	1,17	1,15	1,12	1,13	1,13	1,15	1,12
V ^o _{Σ прив} , м ³	1,37	1,32	1,25	1,25	1,28	1,36	1,25
V ^o _{с. г. прив} , м ³	1,15	1,13	1,10	1,10	1,11	1,13	1,10
V ^o _{H₂O прив} , м ³	0,12	0,19	0,15	0,15	0,17		0,15
Плавкость золы							
t ₁ , °C	1000	1050	1080	1130	1050	1290	1500
t ₂ , °C	1200	1150	1160	1250	1150	1380	
t ₃ , °C	1225	1180	1190	1280	1200	1400	

крытым способом, значительно ниже себестоимости угля, добываемого в шахтах, однако в несколько раз дороже себестоимости углей, добываемых открытым способом в мощных разрезах Канско-Ачинского бассейна и Экибастузского месторождения.

Низшая теплота сгорания рабочего топлива около 3500 ккал/кг. Жаропроизводительность высокая, лишь немногим меньше 2000 °С. Угли самовозгораются и непригодны для длительного хранения. Около 75% челябинского угля используют на электростанциях.

Угли Богословского, Веселовского и Волчанского месторождений. Богословское месторождение расположено на восточном склоне Северного Урала в Серовском угленосном районе Свердловской области. К Богословскому месторождению с юга примыкает Веселовское месторождение. В том же районе расположено Волчанское и другие буровугольные месторождения. Богословское и Волчанское месторождения разрабатывают открытым способом.

Более 80% богословских и волчанских бурых углей используют на электростанциях. Запасы углей в значительной степени отработаны.

Угли Восточной Сибири. К числу бурых углей марки БЗ относятся угли Азейского месторождения Иркутской области, Арбагарского и Тарбагатайского месторождений Читинской области, Гусиноозерского месторождения Бурятской АССР и др.

Угли Дальнего Востока и Сахалина. Бурые угли БЗ добывают на Артемовском и Таврическом месторождениях Приморского края, расположенных к северу от Владивостока, и на Сахалине (табл. 63).

Угли Казахской ССР. Бурые угли со средним содержанием влаги около 28% добывают в Карагандинском бассейне и на Ленгеровском месторождении (табл. 64).

Угли Средней Азии. Бурые угли марки БЗ добывают в Средней Азии на Сулюктинском и Кизил-Кийском месторождениях Киргизской ССР, Шурабском месторождении Таджикской ССР и др. Добычу осуществляют в шахтах (табл. 64).

Угли Грузинской ССР. Угли Ахалцихского и Гелатского месторождений характеризуются умеренной влажностью и весьма высокой зольностью — более 40% на сухую массу (табл. 64).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ

Величина $RO_{2\max}$ большинства бурых углей марок Б2 и Б3 около 19,5%, т. е. близка к $RO_{2\max}$ сухих продуктов сгорания торфа. В соответствии с этим для определения соотношения RO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания бурых углей и значения коэффициентов избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов горения h можно пользоваться табл. 55. Располагаемое тепло продуктов сгорания бурых углей q , потери тепла с уходящими газами q_2 и изменение потерь тепла с уходящими газами Δq можно определить по универсальным формулам (VIII.17) и (VIII.18), а также по весьма простым локальным формулам:

$$q = 0,01 t_{\text{пр.сг}} Z \%, \quad (\text{XIV.1})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{y.r.}} - t_{\text{в}}) Z \%, \quad (\text{XIV.2})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{y.r.}} - t_{\text{в}}) \%, \quad (\text{XIV.2a})$$

$$\Delta q = 0,01 (t_{\text{y.r.}} - t'_{\text{y.r.}}) \%, \quad (\text{XIV.3})$$

со значениями Z , табулированными для ряда бурых углей с учетом их $RO_{2\max}$, влажности и жаропроизводительности.

Значения величины Z для бурых углей Челябинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z
19,0	4,30	16,0	5,00	13,2	5,85	10,4	7,23
18,8	4,32	15,8	5,05	13,0	5,93	10,2	7,36
18,6	4,35	15,6	5,10	12,8	6,00	10,0	7,50
18,4	4,40	15,4	5,15	12,6	6,08	9,8	7,65
18,2	4,45	15,2	5,20	12,4	6,16	9,6	7,80
18,0	4,50	15,0	5,25	12,2	6,25	9,4	7,95
17,8	4,55	14,8	5,30	12,0	6,35	9,2	8,10
17,6	4,60	14,6	5,36	11,8	6,45	9,0	8,25
17,4	4,65	14,4	5,42	11,6	6,56	8,8	8,40
17,2	4,70	14,2	5,48	11,4	6,67	8,6	8,60
17,0	4,75	14,0	5,55	11,2	6,77	8,4	8,80
16,8	4,80	13,8	5,62	11,0	6,88	8,2	9,00
16,6	4,85	13,6	5,70	10,8	6,99	8,0	9,20
16,4	4,90	13,4	5,77	10,6	7,11	—	—
16,2	4,95						

В табл. 65 приведены значения величины Z для челябинских бурых углей жаропроизводительностью $t'_{\max} \sim 1950^\circ\text{C}$, $RO_{2\max} \sim 19,3\%$ и соотношением объемов сухих и влажных продуктов горения $B \approx 0,87$. Этой таблицей можно пользоваться и для подсчета потерь тепла с уходящими газами при работе на других бурых углях марки БЗ, близких по теплотехническим характеристикам к челябинскому углю, а именно азейскому, гузиноозерскому, арабогарскому и сахалинскому.

В табл. 66 даны значения Z для бородинского, березовского, абанского и барандатского бурых углей Канско-Ачинского бассейна с $t'_{\max} \approx 1840^\circ\text{C}$; $RO_{2\max} \sim 19,6\%$; $B \sim 0,84$; $W = 33\%$. Таблицей можно пользоваться также при сжигании угля Черновского месторождения ($t'_{\max} = 1860^\circ\text{C}$; $RO_{2\max} \approx 19,4\%$; $B = 0,84$).

В табл. 67 приведены значения Z для назаровского и итатского углей Канско-Ачинского бассейна ($t'_{\max} \sim 1750^\circ\text{C}$; $RO_{2\max} \sim 19,8$; $B \sim 0,81$).

В табл. 68 даны значения Z для бурых углей Подмосковного бассейна ($t'_{\max} \sim 1720^\circ\text{C}$; $RO_{2\max} \sim 19,3\%$).

Ниже приведены подсчеты, иллюстрирующие применение упрощенной методики подсчета потерь тепла с уходящими газами при сжигании бурого угля.

Подсчет 1. При испытании котлоагрегата производительностью 200 т пара в 1 ч, работающего на подмосковном угле, получены следующие данные: температура уходящих газов 178°C , температура воздуха 27°C , содержание RO_2 в продуктах сгорания 11,1%. Определить потери тепла с уходящими газами.

По табл. 68 величина Z равна 7,70.

По формуле (XIV.2) потери тепла с уходящими газами равны

$$q_2 = 0,01 \cdot (178 - 27) \cdot 7,70 \approx 11,6\%.$$

При подсчете потерь тепла с уходящими газами по формуле с определением состава топлива и его теплоты сгорания получено значение $q_2 = 11,4\%$.

Таблица 66

Значение величины Z для бородинского, барандатского, березовского и абанского бурых углей Канско-Ачинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z
19,0	4,65	16,0	5,35	13,2	6,26	10,4	7,70
18,8	4,70	15,8	5,40	13,0	6,35	10,2	7,83
18,6	4,74	15,6	5,45	12,8	6,44	10,0	7,96
18,4	4,78	15,4	5,50	12,6	6,52	9,8	8,10
18,2	4,82	15,2	5,56	12,4	6,60	9,6	8,25
18,0	4,86	15,0	5,62	12,2	6,70	9,4	8,40
17,8	4,90	14,8	5,68	12,0	6,80	9,2	8,55
17,6	4,95	14,6	5,75	11,8	6,90	9,0	8,70
17,4	5,00	14,4	5,82	11,6	7,00	8,8	8,87
17,2	5,05	14,2	5,89	11,4	7,11	8,6	9,05
17,0	5,10	14,0	5,96	11,2	7,22	8,4	9,25
16,8	5,15	13,8	6,04	11,0	7,33	8,2	9,45
16,6	5,20	13,6	6,11	10,8	7,45	8,0	9,65
16,4	5,25	13,4	6,18	10,6	7,57		
16,2	5,30						

Таблица 67

Значение величины Z для назаровских и итатских углей Канско-Ачинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z
19,0	4,85	16,2	5,52	13,4	6,42	10,6	7,82
18,8	4,89	16,0	5,57	13,2	6,50	10,4	7,95
18,6	4,93	15,8	5,63	13,0	6,67	10,2	8,07
18,4	4,97	15,6	5,69	12,8	6,75	10,0	8,20
18,2	5,02	15,4	5,75	12,6	6,82	9,8	8,34
18,0	5,07	15,2	5,81	12,4	6,90	9,6	8,50
17,8	5,12	15,0	5,87	12,2	6,99	9,4	8,66
17,6	5,17	14,8	5,93	12,0	7,08	9,2	8,83
17,4	5,22	14,6	6,00	11,8	7,15	9,0	9,00
17,2	5,27	14,4	6,06	11,6	7,26	8,8	9,18
17,0	5,32	14,2	6,13	11,4	7,37	8,6	9,36
16,8	5,37	14,0	6,20	11,2	7,48	8,4	9,55
16,6	5,42	13,8	6,27	11,0	7,59	8,2	9,77
16,4	5,47	13,6	6,34	10,8	7,70	8,0	10,00

Значения величины Z для подмосковного угля при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$, %	Z
19,0	4,95	16,2	5,60	13,4	6,56	10,6	8,02
18,8	4,97	16,0	5,66	13,2	6,64	10,4	8,15
18,6	5,00	15,8	5,72	13,0	6,73	10,2	8,30
18,4	5,05	15,6	5,78	12,8	6,82	10,0	8,45
18,2	5,10	15,4	5,84	12,6	6,90	9,8	8,62
18,0	5,15	15,2	5,90	12,4	7,00	9,6	8,80
17,8	5,20	15,0	5,96	12,2	7,10	9,4	8,98
17,6	5,25	14,8	6,03	12,0	7,21	9,2	9,15
17,4	5,30	14,6	6,10	11,8	7,32	9,0	9,32
17,2	5,35	14,4	6,17	11,6	7,43	8,8	9,50
17,0	5,40	14,2	6,24	11,4	7,54	8,6	9,70
16,8	5,45	14,0	6,32	11,2	7,65	8,4	9,90
16,6	5,50	13,8	6,40	11,0	7,78	8,2	10,10
16,4	5,55	13,6	6,48	10,8	7,90	8,0	10,30

Подсчет 2. При сжигании назаровского бурого угля получены продукты сгорания с содержанием 12,4% RO_2 и 0,2% CO . Подсчитать, на сколько уменьшатся потери тепла с уходящими газами при снижении их температуры с 250 до 200 °С.

По табл. 67 величина Z равна 6,82.

По формуле (XIV.3)

$$\Delta q = 0,01 \cdot (250 - 200) \cdot 6,82 = 3,4 \%$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения бурых углей q_3 можно определить по общей для всех видов топлива формуле

$$q_3 = \frac{(30 \cdot 2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4) h \cdot 100}{P} \%$$

или по формулам, составленным специально для бурых углей:

а) Челябинского месторождения с $W^p \approx 17\%$, $A^p \approx 25\%$ и максимальной энтальпией сухих продуктов сгорания P около 900 ккал/м³:

$$q_3 = \frac{65CO + 55H_2 + 185CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \%; \quad (XIV.4)$$

б) Бородинского, Березовского, Абанского и Барандатского месторождений Канско-Ачинского бассейна с $W^p \approx 33\%$, $A^p \approx 9\%$, максимальной энтальпией сухих продуктов сгорания P около 895 ккал/м³:

$$q_3 = \frac{65CO + 55H_2 + 190CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \%; \quad (XIV.5)$$

в) Итатского и Назаровского месторождений Канско-Ачинского бассейна с $W^p \approx 39\%$, $A^p \approx 7\%$ и максимальной энтальпией сухих продуктов сгорания P около 870 ккал/м³ и Подмосковного бассейна с $W^p \approx 33\%$ и $A^p \approx 23\%$ и $P \approx 860$ ккал/м³:

$$q_3 = \frac{68CO + 57H_2 + 190CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \%. \quad (XIV.6)$$

Поскольку коэффициенты при CO , H_2 и CH_4 в формулах (XIV.4) — (XIV.6) близки, потери тепла вследствие химической неполноты горения всех бурых углей марок БЗ и Б2 можно определить по общей формуле

$$q_3 = \frac{67\text{CO} + 56\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% . \quad (\text{XIV.7})$$

При определении в продуктах сгорания бурых углей марок БЗ и Б2 только RO_2 и CO потери тепла вследствие химической неполноты горения можно приближенно установить по формуле

$$q_3 = \frac{90\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} \% . \quad (\text{XIV.8})$$

Подсчет 3. В продуктах сгорания подмосковного угля содержится 10,2 RO_2 ; 0,4% CO ; 0,1% H_2 .

Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения.

По формуле для подмосковного угля (XIV.6)

$$q_3 = \frac{68 \cdot 0,4 + 57 \cdot 0,1}{10,2 + 0,4} = 3,10\% .$$

Практически тот же результат получается при подсчете по формуле (XIV.7), применимой для всех бурых углей с $W^p < 40\%$:

$$q_3 = \frac{67 \cdot 0,4 + 56 \cdot 0,1}{10,2 + 0,4} = 3,06\% .$$

КЛАССИФИКАЦИЯ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ

Каменные угли являются важнейшим видом ископаемого твердого топлива.

В состав горючей массы каменных углей входит от 75 до 90% С; 4—6% Н; 2—10% О; 0,7—2,5% N; 0,3—7% S. Выход летучих веществ от 9 до 50% от веса горючей массы. Высшая теплота сгорания горючей массы каменных углей от 7000 до 8600 ккал/кг. Высшая теплота сгорания влажного беззольного каменного угля более 5700 ккал/кг. Молодые по химической зрелости каменные угли, близкие к бурым, и наиболее обуглероженные виды, примыкающие к полуантрацитам, при термической обработке образуют порошкообразный неспекающийся кокс; промежуточные виды каменных углей образуют спекшийся кокс различной плотности.

В основу классификации каменных углей СССР положен выход летучих веществ из горючей массы угля V_r [% (объемн.)]. Для классификации неспекающихся и слабоспекающихся каменных углей дополнительно используют характеристику нелетучего остатка, образующегося в тигле при определении выхода летучих веществ (порошкообразный, слипшийся, слабоспекшийся), а для классификации спекающихся каменных углей — толщину пластического слоя угля (y , мм), определяемую по методу чл.-кор. АН СССР Л. М. Сапожникова и Л. П. Базилевича (ГОСТ 1186-62). В табл. 69 приведена классификация углей Донецкого бассейна.

Ю. А. Жемчужников и А. И. Гинзбург [73] отмечают следующие свойства каменных клареновых углей различных марок.

Длиннопламенные угли (Д) — угли черного цвета, черта на фарфоровой пластинке темно-коричневая. По ряду свойств длиннопламенные угли приближаются к бурым, иногда в них отмечаются следы гуминовых кислот.

Газовые угли (Г) — угли черного цвета. Черта на фарфоровой пластинке черная с коричневым оттенком. Более хрупки, чем длиннопламенные. Кокс газовых углей спекшийся, сильно вспученный.

Паровично-жирные угли (ПЖ) — угли интенсивно черного цвета. Черта на фарфоровой пластинке черная с едва заметным коричневым оттенком. Хрупкость повышенная. Кокс хорошо сплавленный, иногда довольно плотный, чаще умеренно вспученный.

Коксовые угли (К) — угли интенсивно черного цвета. Черта на фарфоровой пластинке черная. Хрупкость значительная. Кокс сплавленный, плотный и относительно прочный.

Паровично-спекающиеся угли (ПС) — угли черного цвета с едва заметным сероватым оттенком. Черта на фарфоровой пластинке черная. Относительно хрупкие.

Тощие угли — угли черного цвета, иногда с сероватым, а чаще и со своеобразным синеватым оттенком. Черта на фарфоровой пластинке

Классификация по маркам и группам каменных углей и антрацитов Донецкого бассейна (ГОСТ 8180-7)

Наименование марок	Обозначение		Выход летучих веществ, V^r , %	Толщина пластического слоя y , мм	Спекаемость (индекс R_d)	Удельная теплота сгорания Q_d^r , ккал/кг
	марки	группы				
Длиннопламенный	Д	—	35 и более	Менее 6	—	—
Газовый	Г	Г6 Г11	35 и более 35 и более	От 6 до 10 (вкл.) От 11 до 25 (вкл.)	— —	— —
Газовый жирный	ГЖ	ГЖ6 ГЖ11	От 27 до менее 35 От 27 до менее 35	От 6 до 10 (вкл.) От 11 до 16 (вкл.)	— —	— —
Жирный	Ж	Ж17 Ж21	От 27 до менее 35 От 27 до менее 35	От 17 до 20 (вкл.) 21 и более	— —	— —
Коксовый	К	К21 К14	От 18 до менее 27 От 18 до менее 27	21 и более От 14 до 20 (вкл.)	— —	— —
Отощенный спекающийся	ОС	ОС6 ОС	От 14 до 22 (вкл.) От 14 до 22 (вкл.)	От 6 до 13 (вкл.) Менее 6	— 13 и более	— —
Тощий	Т	—	От 8 до 17 (вкл.)	—	Менее 13	От 8400 и более
Антрацит	А	—	Менее 8	—	—	Менее 8400

Примечания:

1. Цифры, входящие в условное обозначение групп, указывают нижний предел спекаемости углей, выраженный толщиной пластического слоя (y).
2. При выходе летучих веществ 35% и более и толщине пластического слоя (y) более 25 мм уголь относят к группе Ж21.
3. При выходе летучих веществ от 22 до 27% и толщине пластического слоя (y) менее 14 мм уголь относят к марке ОС.
4. При выходе летучих веществ менее 8% и удельной теплоте сгорания 8400 ккал/кг и более уголь относят к марке Т.

темно-серая. Более вязкие по сравнению с коксовыми углями. Кокс порошкообразный.

Усредненный и округленный состав органической массы каменных углей различных марок, а также некоторые теплотехнические характеристики их рабочей массы, обусловленные в основном составом органической массы и сравнительно мало зависящие от содержания в топливе минеральной массы, приведены в табл. 70.

В табл. 71—76 приведены состав органической массы и основные теплотехнические характеристики длиннопламенных, газовых, жирных, коксовых, отощенных спекающихся и тощих каменных углей различных бассейнов и месторождений СССР.

Более подробные теплотехнические характеристики каменных углей различных бассейнов и месторождений сведены в табл. 77—82.

В органической массе угля марки Д различных бассейнов и месторождений содержится в среднем от 77 до 80% С, от 5,2 до 6,2% Н, 12—15% О, 1—2% N (у кузнецких углей несколько больше 2%); теплота сгорания органической массы в калориметрической бомбе $Q_d^r = 7600 \div 8000$ ккал/кг; выход летучих на горючую массу 38—45%.

Органическая масса длиннопламенных углей сорбирует больше влаги по сравнению с органической массой других более метаморфизированных каменных углей. В соответствии с этим среднее содержание влаги в рабочей массе длиннопламенных углей составляет 10—16%.

Таблица 70

Усредненный состав органической массы и некоторые теплотехнические характеристики каменных углей, полуантрацита и антрацита

Показатели	Каменные угли						Полу-антрацит	Антрацит
	Длинно-пламенные	газовые	жирные	иско-вые	отошенные спекаю-щиеся	тощие		
<i>Органическая масса</i>								
Состав, %								
C°+S°	80,0	83,0	87,0	88,0	90,0	92,0	93,5	95,8
H°	5,5	5,5	5,3	5,2	4,7	4,2	3,5	2,0
O°	13,0	10	6,2	5,3	3,8	2,3	1,7	1,4
N°	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3	0,8
Теплота сгорания								
Q_6^r ккал/кг	7850	8200	8500	8600	8600	8600	8500	8300
V _r , %	42	40	32	25	20	13	8	3,5
<i>Рабочая масса</i>								
W _p , %	12	7	6	6	6	5	5	5
t'_{max}, °C	2060	2080	2100	2100	2100	2100	2120	2150
P, ккал/м³	940	935	935	935	930	925	920	915
RO _{2 max} , %	18,9	18,7	18,8	18,8	18,8	19,0	19,3	20,2
B	0,80	0,90	0,91	0,91	0,91	0,92	0,94	0,95

Таблица 71

Состав органической массы и некоторые характеристики длиннопламенных каменных углей

Показатели	Бассейн			Месторождение							
	Донецкий	Печорский	Кузнецкий	Черного-рское	Черем-ховское	Букача-чинское	Липовец-кое	Южно-Са-халинское	Кокан-гайское	Ташку-мырское	Тквибуль-ское
<i>Органическая масса</i>											
Состав, %											
C°	80,0	77,0	79,0	80,0	79,5	79,0	77,0	78,0	79,5	80,0	78,0
H°	5,9	5,2	5,6	5,4	5,6	5,5	6,2	6,0	5,3	5,1	5,8
O°	12,4	15,8	13,1	13,0	13,8	14,5	16,0	14,4	14,2	13,7	14,7
N°	1,7	2,0	2,3	1,6	1,1	1,0	0,8	1,6	1,0	1,2	1,5
Теплота сгорания Q_6^0 , ккал/кг	7950	7600	7750	7750	7800	7700	7650	7750	7700	7700	7750
Выход летучих V _r , %	43	39	41	42	45	42	50	47	38	38	41
<i>Рабочая масса</i>											
Содержание влаги											
W _p , %	13	11	11	14	13	12	9	11	15	15	13
t'_{max}, °C	2060	2030	2090	2030	2040	2050	2040	2040	2020	2040	2010
P, ккал/м³	940	920	940	930	935	930	925	935	925	930	930
RO _{2 max} , %	18,8	19,1	19,0	19,0	18,7	18,8	18,7	18,7	19,1	19,3	18,7
B	0,89	0,90	0,90	0,89	0,89	0,89	0,90	0,89	0,89	0,90	0,89

Таблица 72

Состав органической массы и некоторые характеристики газовых каменных углей

Показатели	Бассейн						Букачинское месторождение
	Донецки	Львовско-волинский	Кизеловский	Кузнецкий	Буренский	Сучанский	
Органическая масса							
Состав, %							
C ^o	84,0	82,0	84,0	82,5	80,5	83,0	82,5
H ^o	5,5	5,3	6,2	5,8	6,1	5,4	5,5
O ^o	8,9	11,4	8,4	9,1	12,2	10,2	11,0
N ^o	1,6	1,3	1,4	2,6	1,2	1,4	1,0
Q ₆ ^o , ккал/кг	8300	8000	8400	8200	8050	8150	8150
V _r , %	40	39	44	40	42	35	40
Рабочая масса							
W _p , %	7	10	5	8	5	5	7
t' _{max} , °C	2080	2080	2090	2080	2070	2100	2080
P, ккал/м ³	930	935	935	930	940	940	935
RO _{2 max} , %	18,7	19,0	18,5	18,5	18,5	18,7	18,6
B	0,91	0,90	0,91	0,90	0,90	0,91	0,90

Таблица 73

Состав органической массы и некоторые характеристики жирных каменных углей

Показатели	Бассейн			
	Донецкий	Печорский	Кузнецкий	Сучанский
Органическая масса				
Состав, %				
C ^o	87,5	86,5	85,0	86,0
H ^o	5,2	5,3	5,6	5,2
O ^o	5,8	5,9	6,9	7,4
N ^o	1,5	2,3	2,5	1,4
Q ₆ ^o , ккал/кг	8600	8450	8450	8300
V _r , %	32	33	33	28
W _p , %				
Рабочая масса	5	5	7	5
t' _{max} , °C	2120	2120	—	2100
P, ккал/м ³	940	940	—	940
RO _{2 max} , %	18,7	18,7	—	18,8
B	0,91	0,91	—	0,92

Жаропроизводительность длиннопламенных углей $t'_{\max}$ при сгорании в воздухе, содержащем 1% влаги по массе, равна 2030—2060 °C; максимальная энтальпия сухих продуктов сгорания $P=930\div 940$ ккал/м³; в сухих продуктах сгорания $RO_{2 \max}=18,7\div 19,0\%$; отношение объемов

Таблица 74

Состав органической массы и некоторые характеристики коксовых каменных углей

Показатели	Бассейн		
	Донецкий	Кузнецкий	Карагандинский
<i>Органическая масса</i>			
Состав, %			
C ^o	90,5	85,8	86,7
H ^o	4,9	5,4	5,2
O ^o	3,1	6,6	7,0
N ^o	1,5	2,2	1,1
Q ₆ ^o , ккал/кг	8700	8350	8350
V _г , %	23	30	28
<i>Рабочая масса</i>			
W _p , %	5	7	7
t' _{max} , °C	2100	2090	2080
P, ккал/м ³	930	930	930
RO _{2 max} , %	18,7	18,9	18,8
B	0,91	0,91	0,90

Таблица 75

Состав органической массы и некоторые характеристики слабоспекающихся отощенных спекающихся каменных углей

Показатели	Бассейн			
	Донецкий	Кузнецкий (Анжерский)	Кузнецкий (Кемеровский)	Карагандинский
<i>Органическая масса</i>				
Состав, %				
C ^o	91,5	86,0	91,0	85,0
H ^o	4,5	4,9	4,2	5,1
N ^o	2,5	7,2	2,8	8,6
O ^o	1,5	1,9	2,0	1,3
Q ₆ ^o , ккал/кг	8750	8100	8400	8300
V _г , %	18	28	15	26
<i>Рабочая масса</i>				
W _p , %	5	7	7	8
t' _{max} , °C	2120	2090	2120	2100
P, ккал/м ³	940	930	930	940
RO _{2 max} , %	18,7	18,8	19,0	18,8
B	0,92	0,91	0,92	0,91

сухих и влажных продуктов полного сгорания в стехиометрических условиях ($V_{c,r} : V_{\Sigma}^o = B$) равно 0,89—0,90, т. е. несколько меньше, чем у каменных углей других марок.

Среднее содержание углерода в органической массе углей марки Г — от 80 до 84%, т. е. оно выше, чем у длиннопламенных углей, а кислорода — от 8 до 12% при почти неизменном содержании водорода. В со-

Состав органической массы и некоторые характеристики тощих каменных углей

Показатели	Бассейн				Подгород- ненское место- рождение
	Донецкий	Кузнецкий (Кемеровский)	Кузнецкий (Араглинский)	Сучаиский	
<i>Органическая масса</i>					
Состав, %					
C ^o	93,0	91,5	90,3	90,7	87,2
H ^o	4,2	4,3	4,1	4,2	4,6
O ^o	1,3	2,2	3,6	4,1	7,5
N ^o	1,5	2,0	2,0	1,0	0,7
Q _g , ккал/кг	8750	8650	8500	8450	8200
V _г , %	12	14	11	9	16
<i>Рабочая масса</i>					
W ^p , %	5	7	7	5	5
t' _{max} , °C	2120	2090	2090	2110	2080
P, ккал/м ³	930	930	920	925	920
RO _{2 max} , %	19,0	18,8	19,2	19,3	19,0
B	0,93	0,91	0,92	0,93	0,92

ответствии с этим средняя теплота сгорания органической массы газовых углей выше, чем длиннопламенных, а выход летучих веществ несколько ниже.

Интересно отметить, что, несмотря на большое содержание углерода в органической массе газовых углей по сравнению с длиннопламенными, CO_{2 max} и RO_{2 max} в продуктах сгорания газовых углей ниже. Это обусловлено тем, что повышение содержания углерода в газовых углях не сопровождается сколько-нибудь заметным снижением содержания водорода, а идет практически исключительно за счет уменьшения содержания кислорода. В этих условиях, как было показано в гл. IV, значение величины CO_{2 max} не возрастает, а уменьшается.

Снижение содержания кислорода в органической массе при переходе от длиннопламенных углей к газовым изменяет характер их органических соединений и уменьшает адсорбционную способность в отношении влаги. Поэтому содержание влаги в газовых и более обуглероженных каменных углях в 2—3 раза меньше, чем в длиннопламенных. Жаропроизводительность газовых углей примерно на 20 град выше, чем длиннопламенных.

Из табл. 71 видно, что увеличение содержания углерода в органической массе сопровождается резким снижением содержания кислорода. Так, содержание кислорода в органической массе у тощих углей примерно в 4 раза ниже, чем у газовых, и в 5—6 раз ниже, чем у длиннопламенных углей. В соответствии с уменьшением содержания кислорода повышается теплота сгорания органической массы углей за счет увеличения количества углерода. Однако дальнейший рост содержания углерода в органической массе (от тощих каменных углей к антрациту) сопровождается снижением содержания не только кислорода, но и водорода, вследствие чего у наиболее обуглероженных видов ископаемых углей несколько снижается теплота сгорания органической массы (например, у антрацита теплота сгорания на 300 ккал/кг ниже, чем у коксовых или тощих каменных углей, но на 450 ккал/кг выше, чем у длиннопламенных).

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Донецкого и Львовско-Волынского бассейнов

Показатели	Угли донецкого бассейна							Львовско-Волынский бассейн
	Д	Г	Ж	К	ОС	Т	Промпродукт обогащения (Ж, К, ОС)	
Горючая масса								
Состав, %								
S _к ^r	2,9	2,6	2,5	2,6	2,0	2,3	4,4	2,4
S _{ор} ^r	2,3	1,8	1,1	1,0	1,0	1,1		0,7
C ^r	76,0	80,5	84,0	87,0	88,5	89,5	82,1	79,5
H ^r	5,5	5,4	5,2	4,8	4,5	4,2	5,1	5,2
N ^r	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,3
O ^r	11,7	8,2	5,7	3,1	2,5	1,4	6,7	10,9
V ^r , %	43	40	32	23	18	12	30	39
Q ₆ ^r , ккал/кг	7750	8100	8430	8530	8600	8600	8230	7800
A ^с , %	17,5	18	19,5	19,0	19,5	18	39	21
Рабочая масса								
Состав, %								
W ^p	13,0	7,0	5,0	5,0	4,5	5,0	10,0	10,0
A ^p	15,5	17,0	19,0	18,0	19,0	17,0	35,0	15,0
S _к ^p	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	1,7	2,4	1,8
S _{ор} ^p	1,5	1,3	0,8	0,8	0,8	0,9		0,6
C ^p	54,0	61,5	64,0	67,0	67,7	70,0	45,2	59,7
H ^p	3,9	4,0	3,9	3,7	3,5	3,2	2,8	3,9
N ^p	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	0,9
O ^p	9,0	6,2	4,2	2,4	1,9	1,1	3,7	8,1
Q _н ^p , ккал/кг	5180	5800	6100	6300	6350	6400	4250	5500
RO _{2 max} , %	18,8	18,7	18,7	18,7	18,7	19,0	18,7	19,0
t' _{max} , °C	2060	2080	2120	2080	2120	2120	2040	2080
P, ккал/м³	940	930	940	920	940	930	925	935
R, ккал/м³	835	845	860	845	860	860	830	840
B	0,89	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93	0,90	0,90
W ^p _{прив} , %	2,5	1,2	0,8	0,8	0,7	0,8	2,3	1,8
A ^p _{прив} , %	3,0	3,0	3,1	3,0	2,9	2,7	8	2,5
S ^p _{к+ор. прив} , %	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,6	0,4
V ⁰ _{возд. прив} , м³	1,09	1,10	1,09	1,10	1,09	1,10	1,10	1,09
V ⁰ _{Σ прив} , м³	1,20	1,18	1,17	1,18	1,16	1,16	1,20	1,19
V ⁰ _{с. г. прив} , м³	1,07	1,07	1,07	1,08	1,07	1,07	1,08	1,07
V _{H₂O прив} , м³	0,13	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,12	0,12
Плавкость золы, °C								
t ₁	1000	1050	1100	—	1100	1000	1100	1100
t ₂	1200	1200	1150	—	1150	1230	1200	1200
t ₃	1300	1300	1250	—	1250	1260	1300	1230

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Печорского и Кизеловского бассейнов

Показатели	Печорский бассейн		Кизеловский бассейн, уголь марки Г
	Интинское месторождение, уголь марки Д	Ворнунтинское месторождение, уголь марки Ж	
<i>Горючая масса</i>			
Состав, %			
S ^r	3,6	1,0	7,0
C ^r	74,0	85,5	78,4
H ^r	5,0	5,3	5,6
N ^r	2,0	2,3	1,3
O ^r	15,4	5,9	7,7
Выход летучих V ^r , %	39	31	44
Q _G ^r , ккал/кг	7300	8400	8100
Сухая масса A ^c , %	28	19	27
<i>Рабочая масса</i>			
Состав, %			
W ^p	11,0	5,0	5,0
A ^p	25,0	18,0	26,0
S ^p _{H+O}	2,3	0,8	4,7
C ^p	47,4	65,8	54,0
H ^p	3,2	4,1	3,9
N ^p	1,3	1,8	1,0
O ^p	9,8	4,5	5,4
Q _H ^p , ккал/кг	4400	6100	5200
RO ₂ max, %	19,1	18,7	18,5
t' _{max} , °C	2030	2120	2090
P, ккал/м ³	920	940	935
R, ккал/м ³	825	860	845
B	0,90	0,91	0,91
W ^p _{прив} , %	2,5	0,8	1
A ^p _{прив} , %	6	3	5
S ^p _{H+O прив} , %	0,5	0,13	0,9
V ⁰ _{возд. прив} , м ³	1,12	1,09	1,10
V ⁰ _{Σ прив} , м ³	1,22	1,16	1,18
V ⁰ _{с. г. прив} , м ³	1,09	0,06	1,06
V _{H₂O прив} , м ³	0,13	0,10	0,12
Плавкость золы, °C			
t ₁	1100	1150	1200
t ₂	1150	1200	1450
t ₃	1170	1250	1500

Таблица 79

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Казахской, Киргизской и Грузинской ССР

Показатели	Карагадин- ский бассейн (КазССР)		Месторождение					
			Эмба- турское (КазССР)	Куу-Че- кинское (КазССР)	Кок-Ян- гакское (КиргССР)	Ташку- мырское (КиргССР)	Тшвар- чельское (ГССР)	Тквиль- ское (ГССР)
	К	ОС	СС	СС	Д	Д	Ж	Д
<i>Горючая масса</i>								
Состав, %								
S ^r	1,0	0,9	1,4	0,8	2,3	1,2	2,5	2,1
C ^r	85,7	84,0	78,5	82,0	77,5	79,0	78,5	76,5
H ^r	5,2	5,1	5,3	5,0	5,2	5,0	6,0	5,7
N ^r	1,1	1,3	1,5	1,5	1,0	1,2	1,6	1,5
O ^r	7,0	8,7	13,3	10,7	14,0	13,6	11,4	14,2
V ^r , %	28	26	32	27	38	38	42	41
Q _с ^r , ккал/кг	8300	8250	7600		7600	7600	7900	7600
Сухая масса A ^c , %	26	22	40	38	18	14	40	31
<i>Рабочая масса</i>								
Состав, %								
W ^p	7,0	8,0	8,0	7,0	15,0	15,0	11,0	13,0
A ^p	24,0	20,0	37,0	35,0	15,0	12,0	35,0	27,0
S ^p	0,7	0,7	0,8	0,5	1,6	0,9	1,2	1,2
C ^p	59,1	60,4	43,2	47,5	54,3	57,7	42,5	46,0
H ^p	3,6	3,7	2,9	2,9	3,6	3,6	3,2	3,4
N ^p	0,8	1,0	0,8	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9
O ^p	4,8	6,2	7,3	6,2	9,8	9,9	6,2	8,5
Q _н ^p , ккал/кг	5500	5700	4000	4300	5000	5300	4000	4300
RO ₂ max, %	18,8	18,8	18,8	19,0	19,1	19,3	18,4	18,7
t _{max} ^p , °C	2080	2100	2040	2080	2020	2040	2000	2010
P, ккал/м³	930	940	920	920	925	930	920	930
R, ккал/м³	845	850	830	840	820	830	825	820
B	0,90	0,91	0,90	0,91	0,80	0,90	0,89	0,89
W ^p _{прив} , %	1,5	1,5	2	1,5	3	3	3	3
A ^p _{прив} , %	4	3,5	9	8	3	2	9	7
S ^p _{прив} , %	0,18	0,16	0,2	0,1	0,3	0,15	0,3	0,3
V ⁰ _{возд. прив} , м³	1,11	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12	1,10
V ⁰ _{прив} , м³	1,19	1,17	1,20	1,19	1,22	1,21	1,23	1,22
V ⁰ _{с. г. прив} , м³	1,08	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,07
V ⁰ _{H₂O прив} , м³	0,11	0,10	0,12	0,11	0,13	0,12	0,14	0,15
Плавкость золы, °C								
t ₁	1400	1200	1400	1500	1100	—	1450	1450
t ₂	1450	1300	1500	—	1350	—	1500	1500

Состав и технические характеристики каменных углей Кузнецкого бассейна

Показатели	Марка угля (подземная добыча)								Угли, добываемые открытым способом
	Д	Г	Ж	К (кемеровский)	СС (анжерский)	ОС	СС (кемеровский)	Т	
Горючая масса									
Состав, %									
S _r	0,4	0,5	0,7	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,3
C _r	78,5	82,0	84,5	85,5	85,5	90,5	85,5	89,5	84,5
H _r	5,6	5,8	5,5	5,4	4,9	4,2	5,2	4,1	4,2
N _r	2,3	2,6	2,5	2,2	1,9	2,0	2,3	2,0	1,9
O _r	13,2	9,1	6,8	6,6	7,3	2,8	6,4	3,6	9,1
V _r , %	41	40	33	30,0	28	15	28	11	25
Q _g ^r , ккал/кг	7750	8150	8400	6350	8100	8350	8400	8450	7900
Сухая масса A ^c , %	9	10	20	13	15	13	11	19	11,5
Рабочая масса									
Состав, %									
W ^p	11,0	7,5	5,5	7,0	7	7	5	7	14
A ^p	8,0	9,0	19,0	12,0	14	12	11	17	10
S _{к+ор} ^p	0,4	0,5	0,5	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,3
C ^p	63,6	68,5	63,8	69,4	67,4	73,1	71,7	68,1	64,1
H ^p	4,5	4,8	4,1	4,3	3,9	3,4	4,4	3,1	3,2
N ^p	1,8	2,1	1,9	1,7	1,5	1,6	2,0	1,5	1,5
O ^p	10,7	7,6	5,2	5,3	5,8	2,5	5,4	2,7	6,9
Q _к ^p , ккал/кг	6000	6400	6100	6400	6300	6750	6800	6100	5700
RO ₂ max, %	19,0	18,5		18,9	18,8	19,0	19,0	19,2	19,3
t _{max} ^p , °C	2090	2080		2090	2090	2120	2120	2090	2080
P, ккал/м ³	940	930		930	930	930	930	920	925
R, ккал/м ³	845	840		850	850	860	860	850	843
B	0,90	0,90		0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,91
W ^p _{прив} , %	2	1,2	1	1	1	1	1	1	2
A ^p _{прив} , %	1,5	1,5	3	2	2	2	2	3	2
S ^p _{прив} , %	0,07	0,07	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,1	0,05
V ⁰ _{прив} , %	1,09	1,10		1,11	1,10	1,11	1,10	1,11	1,12
V ⁰ _{Σприв} , м ³	1,18	1,19		1,19	1,18	1,17	1,16	1,18	1,19
V ⁰ _{с. г. прив} , м ³	1,06	1,07		1,08	1,08	1,08	1,07	1,09	1,09
V ⁰ _{H₂O прив} , м ³	0,12	0,12		0,11	0,10	0,09	0,09	0,09	0,10
Плавкость золы, °C									
t ₁	1130	1100	1100	1150	1100	1140	—	1180	1300
t ₂	1200	1200	1200	1350	1180	1340	—	1360	1500
t ₃	1250	1250	1270	1400	1220	1440	—	1420	1500

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Восточной Сибири

Показатели	Месторождение			
	Черногорское Минусинского бассейна (Красноярский край)	Черемховское, Владимирское, Забитуйское (Иркутская обл.)	Букачинское (Читинская обл.)	
	Д	Д	Д	Г
<i>Горючая масса</i>				
Состав, %				
S^r	0,6	1,6	0,7	0,7
C^r	79,5	78,0	78,5	82,0
H^r	5,4	5,6	5,5	5,5
N^r	1,6	1,1	1,0	1,0
O^r	12,9	13,7	14,3	10,8
V^r , %	42	45	42	40
$Q_{\text{с}}^r$, ккал/кг	7700	7700	7600	8100
Сухая масса A^c , %	13	23	10	14
<i>Рабочая масса</i>				
Состав, %				
W^p	14,0	13,0	12,0	7,0
A^p	11,0	20,0	9,0	12,0
$S_{\text{к+ор}}^p$	0,5	1,1	0,5	0,6
C^p	59,5	52,2	62,9	66,4
H^p	4,1	3,8	4,3	4,5
N^p	1,2	0,7	1,2	0,8
O^p	9,7	9,2	10,1	8,7
$Q_{\text{н}}^p$, ккал/кг	5500	5000	5700	6200
RO_2 max, %	19,0	18,7	18,8	18,6
t'_{max} , °C	2030	2040	2050	2080
P , ккал/м³	930	935	930	935
R , ккал/м³	825	830	830	845
B	0,89	0,89	0,89	0,90
$W_{\text{прив}}^p$, %	2,5	2,5	2	1,1
$A_{\text{прив}}^p$, %	2	4	1,5	2
$S_{\text{к+ор прив}}^p$, %	0,1	0,2	0,1	0,1
$V_{\text{возд. прив}}^0$, м³	1,10	1,10	1,10	1,10
$V_{\Sigma \text{ прив}}^0$, м³	1,20	1,20	1,20	1,20
$V_{\text{с. г. прив}}^0$, м³	1,07	1,07	1,07	1,07
$V_{\text{H}_2\text{O прив}}^0$, м³	0,13	0,13	0,13	0,11
Плавкость золы, °C				
t_1	1200	1130	1160	1200
t_2	1350	1240	1270	1290
t_3	1400	1275	1320	1320

**Состав и теплотехнические характеристики каменных углей
Дальнего Востока и о. Сахалина**

Показатели	Бассейн				Месторождение					
	Бурейский (Хабаровский край)	Сучанский (Приморский край)			Липовское (Приморский край)	Подгорное ское (Примор- ский край)	Сангарское (Якутская АССР)	Чулымкан- ское (Якут- ская АССР)	Нерюнгин- ское (Якут- ская АССР)	Южный Сахалин
	Г	Г	Ж	Т	Д	Т	Д	Ж	СС	Д
<i>Горючая масса</i>										
Состав, %										
S ^r	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,3	0,4	0,3	0,7
C ^r	80,0	82,5	85,5	90,0	76,5	86,5	80,0	85,0	85,0	77,5
H ^r	6,0	5,3	5,2	4,2	6,2	4,6	6,2	5,9	4,2	6,0
N ^r	1,2	1,4	1,4	1,0	0,8	0,7	1,0	1,5	0,9	1,6
O ^r	12,1	10,1	7,3	4,1	15,9	7,5	12,5	7,2	9,6	14,2
V ^r , %	42	35	28	9	50	16	50	38	24	47
Q _с ^r , ккал/кг	8000	8100	8250	8400	7600	8150	8000	8400	7900	7700
Сухая масса, Ас %	32	31	22	24	—	42	15	25	14	21
<i>Рабочая масса</i>										
Состав, %										
W ^p	5,0	5,0	6,0	5,0	9,0	5,0	10,0	7,5	9,5	11,0
A ^p	30,0	23,0	21,0	23,0	24,0	40,0	13,5	23,1	12,7	19,0
S _{к+ор} ^p	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,2	0,3	0,2	0,5
C ^p	52,0	54,5	62,5	64,7	51,2	47,5	61,2	59,0	66,1	54,2
H ^p	3,9	3,5	3,8	3,2	4,2	2,5	4,7	4,1	3,3	4,2
N ^p	0,8	0,9	1,0	0,7	0,5	0,4	0,8	1,0	0,7	1,1
O ^p	7,8	6,6	5,3	2,9	10,7	4,2	9,6	5,0	7,5	10,0
Q _н ^p , ккал/кг	4900	5100	5700	5800	4800	4400	5790	5550	5895	5100
RO ₂ max, %	18,5	18,7	18,8	19,3	18,7	19,0	18,5	18,3	19,2	18,7
t' _{max} , °C	2070	2100	2100	2110	2040	2080	2070	2060	2080	2040
P, ккал/м³	940	940	940	925	925	920	940	925	925	935
R, ккал/м³	835	850	860	855	830	845	840	835	845	830
B	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,92	0,89	0,90	0,91	0,89
W ^p _{прив} , %	1	1	1	0,8	1,2	1	1,7	1,4	1,6	2
A ^p _{прив} , %	6	6	3,5	4	5,5	9	2,3	4,2	2,2	4
S ^p _{прив} , %	0,1	0,1	0,07	0,08	0,08	0,1	0,03	0,05	0,03	0,1
V ⁰ _{возд. прив} , м³	1,09	1,10	1,09	1,11	1,11	1,12	1,10	1,11	1,10	1,10
V ⁰ _{Σ прив} , м³	1,18	1,18	1,17	1,17	1,21	1,18	1,20	1,19	1,20	1,20
V ⁰ _{с. г. прив} , м³	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,07	1,08	1,08	1,07
V ⁰ _{H₂O прив} , м³	0,12	0,11	0,10	0,09	0,13	0,10	0,13	0,17	0,10	0,13
Плавкость золы, °C										
t ₁	1200	—	1150	1100	1450	1300	1100	1110	1430	1200
t ₂	1500	—	1300	1250	1500	1450	1130	1210	1500	1300
t ₃	—	—	1350	1280	—	1500	1150	1310	—	1350

В соответствии с уменьшением содержания водорода возрастает также $RO_2 \text{ max}$ в продуктах сгорания углей с 18,7 у газовых до 19,0 у тощих и 20,2 у антрацита.

По мере углефикации каменных углей выход летучих веществ систематически снижается, а величина B возрастает от 0,89 у длиннопламенных углей до 0,92 у тощих каменных углей и 0,95 у антрацита. По мере обуглероживания каменных углей возрастает их истинная плотность. Так, по И. И. Аммосову, плотность кузнецких углей повышается от 1,2—1,26 у газовых до 1,26—1,29 у коксовых и 1,32—1,35 у тощих. Насыпная масса каменных углей, используемых для коксования, равна 680—850 кг/м³.

При залегании угля в пластах он может окисляться, в результате чего значительно изменяется состав и характеристики топлива. Т. А. Кухаренко [72] отмечает, что при окислении каменных углей образуются различные гуминовые кислоты, а затем низкомолекулярные кислоты и газы. Окисленные угли характеризуются повышенным содержанием кислорода, пониженным содержанием горючих компонентов и снижением теплоты сгорания.

Интенсивное окисление угля сопровождается повышением температуры. Разогрев угля в процессе окисления может привести к самовоспламенению угольных пластов.

Пожары каменноугольных пластов, продолжающиеся иногда годами, привели Д. И. Менделеева к мысли о подземной газификации углей.

При хранении на воздухе реакционноспособных углей с высоким выходом летучих веществ, т. е. бурых и молодых по химической зрелости каменных углей, может происходить далеко идущий процесс окисления, резко снижающий качество угля. Окисление угля усиливается с увеличением поверхности его соприкосновения с воздухом (наиболее интенсивное окисление происходит при хранении несортированного угля, содержащего мелкие фракции). Угли, склонные к окислению, не пригодны для длительного хранения.

Каменные угли используют в основном в двух направлениях: для производства кокса и в качестве энергетического топлива (для сжигания в топках котлов).

Из 104 млн. т каменного угля, добытого в стране в 1940 г., около 35 млн. т, или 34%, составили угли для коксования.

В 1974 г. добыча каменного угля достигла 448 млн. т. Из них 175 млн. т, или около 40%, приходится на угли для коксования. Добыча углей для коксования в 1974 г. значительно превысила добычу в стране всех каменных углей в 1940 г.

В производстве металлургического кокса используют в основном каменные угли, залегающие в большинстве случаев на значительной глубине, обуславливающей необходимость шахтной добычи, связанной с крупными капиталовложениями и большими эксплуатационными расходами.

Энергетические каменные угли в зависимости от условий залегания угольных пластов добывают в шахтах или разрезах.

Характер добычи, качество угля, его пригодность для коксования, расстояние до мест потребления определяют народнохозяйственную эффективность развития различных бассейнов и месторождений каменного угля.

Каменный уголь добывают в бассейнах и месторождениях, расположенных от западных границ СССР до о. Сахалин.

По запасам каменного угля СССР занимает первое место в мире. Наиболее крупные угольные бассейны расположены в Сибири. Для Европейской части страны особое значение имеет Донецкий бассейн.

КАМЕННЫЕ УГЛИ СССР

Угли Донецкого бассейна. Каменный уголь в Донецком бассейне был обнаружен около 250 лет назад.

В 1721 г. крепостной Григорий Капустин сообщил о том, что он нашел уголь, и по распоряжению Петра I доставил образцы донецкого угля в Петербург. Вскоре после этого уголь, добываемый в районе Бахмута (ныне Артемовска), стали применять для выварки соли и кузнечных работ [95, 96].

В начале прошлого столетия добыча угля велась по Донцу и р. Быстрой, а затем по р. Грушевке.

Высокое качество донецких углей и разнообразие их свойств установил еще «дедушка русских химиков» профессор Петербургского университета А. А. Воскресенский, у которого учился в студенческие годы Д. И. Менделеев.

В 1888 г. Д. И. Менделеев совершил трехмесячную поездку по Донецкому бассейну и детально ознакомился с состоянием угольной промышленности. В то время в Донецком бассейне добывалось всего около 2 млн. т угля в год, примерно столько же, сколько импортировалось из Англии и Германии.

Д. И. Менделеев разработал мероприятия, необходимые для широкого развития угольной промышленности в Донецком бассейне и создания на базе донецкого угля, криворожской и керченской руды металлургической и судостроительной промышленности [97]. Он подробно обосновал целесообразность изменения железнодорожных тарифов на перевозку угля, чтобы облегчить его доступ в глубь страны, и водных перевозок донецкого угля по Дону, Донцу, Самаре и Днепру к самому центру России — к Киеву, Смоленску и Брянску [78].

В 1913 г. Донецкий бассейн дал 87% угля, добытого в стране.

Оконтуренная площадь Донецкого бассейна составляла в те времена около 20 тыс. км². В дальнейшем на основе обширных геологоразведочных работ границы угольного бассейна были значительно раздвинуты. В настоящее время площадь «Большого Донбасса» превышает 60 тыс. км².

Общие балансовые запасы каменных углей Донецкого бассейна до глубины около 1200 м по новым кондициям составляют около 40 млрд. т. Разведанные запасы каменного угля по категориям А+В+C₁ — около 30 млрд. т, в том числе марки Д — 3,5; Г — 16,8; Ж — 3,7; К — 1,8; ОС — 1,7 и Т — 1,7 млрд. т [79].

Кроме каменных углей, в Донецком бассейне залегают 13 млрд. т антрацитов и сравнительно небольшое количество (0,5 млрд. т) бурых углей [79]. Уголь залегают в Донбассе тонкими пластами, чаще всего до 1,3 м. Лишь единичные пласты достигают мощности около 2 м. Степень углефикации углей Донбасса возрастает с запада на восток и от верхних пластов к нижним. Донецкие угли, добываемые подземным способом, принадлежат к числу дорогих видов топлива.

Донецкие каменные угли имеют первостепенное значение для обеспечения металлургической промышленности Юга СССР коксом.

Для ряда районов Европейской части СССР донецкие угли являются замыкающим видом топлива. План добычи угля в донецком бассейне, установленный на девятую пятилетку, перевыполнен. В 1974 г. добыто 220 млн. т угля; в том числе 85 млн. т угля для коксования [87]. Предусмотрено наращивание мощностей по добыче и переработке донецких углей, в особенности коксующихся и антрацитов. В 1980 г. добыча донецких углей будет доведена до 231—233 млн.

В табл. 69 приведена классификация каменных углей Донбасса по ГОСТу 8180—75.

Состав горючей массы донецких каменных углей, по Т. А. Зикееву, приведен в табл. 77. В ней указан также округленно состав рабочей массы топлива и приведены подсчитанные автором теплотехнические характеристики. Среднее содержание влаги в рабочем топливе колеблется от 5% у тощих углей до 13% у длиннопламенных. Среднее содержание золы в сухой массе топлива значительно — 17—20%. Приведенная зольность составляет 3% на 1000 ккал рабочего топлива.

Угли донецкого бассейна содержат значительное количество серы — от 2,3 до 3,5%. При этом наибольшей сернистостью характеризуются длиннопламенные и газовые угли. Приведенная сернистость равна 0,4—0,7%. Содержание фосфора в донецких углях невелико — до 0,010—0,015%.

Жаропроизводительность донецких углей $t'_{\max}$ колеблется от 2060 у длиннопламенных до 2120 °С у тощих. $RO_{2\max}$ в среднем ~18,7% (у тощих 19,0%); $P=930$ ккал/м³; В возрастает от 0,89 у длиннопламенных углей до 0,93 у тощих (среднее значение $B \sim 0,91$).

Угли Львовско-Волинского бассейна. К западу от Донецкого бассейна вдоль границы с Польской Народной Республикой расположен Львовско-Волинский каменноугольный бассейн. В бассейне добывают в основном газовые угли.

Состав и теплотехнические характеристики углей Львовско-Волинского бассейна приведены в табл. 77.

Угли Печорского бассейна. Печорский каменноугольный бассейн расположен на северо-востоке Европейской части страны и занимает площадь около 120 тыс. км².

Уголь на берегу р. Уса был здесь обнаружен еще в 1848 г. Однако первая шахта была сооружена лишь в 1934 г.

В настоящее время в бассейне разведано более 30 месторождений угля различных марок. В 1974 г. добыто более 23 млн. т печорских углей [87].

В табл. 78 приведены состав и теплотехнические характеристики коксующихся малосернистых углей Воркутинского месторождения марки Ж и длиннопламенных энергетических углей Интинского месторождения.

Угли Кизеловского бассейна. Кизеловский каменноугольный бассейн расположен на западном склоне Урала, в Пермской области. Состав и теплотехнические характеристики кизеловских углей приведены в табл. 78.

В угле содержится до 5% S. Приведенная сернистость около 1%. Высокая сернистость кизеловских углей ограничивает возможность их использования для производства качественного металлургического кокса.

Угли Карагандинского бассейна. Расположен в Карагандинской области Казахской ССР. Площадь бассейна 3000 км².

Карагандинский уголь был открыт в 1833 г. пастухом-кочевником Апаком Байжановым. В 1854 г. Ушаков обнаружил уголь в верховьях р. Караганды. Добыча угля началась в 1856 г. Он использовался на Спасском заводе для кузнцы, обжига кирпича и отопления [98]. Однако развитие добычи карагандинского угля в большом масштабе было осуществлено лишь после революции. В 1974 г. было добыто более 45 млн. т угля. Около 18 млн. т угля использовано для коксования [87].

Состав и теплотехнические характеристики карагандинских каменных углей приведены в табл. 79.

Угли коксующиеся, малосернистые. Карагандинские угли используют для коксования и как энергетическое топливо.

Угли Экибастузского месторождения. Месторождение расположено в Павлодарской области Казахской ССР. Запасы каменных углей, добычу которых успешно можно осуществить открытым способом, превышают 7 млрд. т [83].

Угли малосернистые, приведенная сернистость (на 1000 ккал) составляет лишь 0,2%. Зольность экибастузских углей весьма высокая — около 40% на сухую массу. Приведенная зольность ~9%. Зола отличается высокой абразивностью. Тем не менее сжигание экибастузских углей в пылевидном состоянии на крупных электростанциях освоено советскими энергетиками, и добыча дешевых экибастузских углей для электростанций быстро возрастает.

Себестоимость 1 т у.т. экибастузских углей в несколько раз ниже, чем углей шахтной добычи. Капиталовложения на 1 т у.т. годовой добычи всего лишь около 8 руб.

В 1955 г. было добыто 2 млн. т экибастузских углей, в 1965 г. — около 14 млн. т, в 1970 г. — более 20 млн. т. В Экибастузском бассейне создан сверхмощный разрез «Богатырь». Его производительность в десятой пятилетке будет доведена до 55 млн. т угля в год. Вблизи от угольных разрезов сооружаются мощные электростанции [9]. Предусмотрена передача электроэнергии в Европейскую часть Советского Союза.

Состав и теплотехнические характеристики экибастузских углей приведены в табл. 79.

Угли Кузнецкого бассейна. Первооткрывателем кузнецких каменных углей является крепостной Михаил Волков, обнаруживший в 1721 г. на берегу р. Томь «горелую гору 20 сажен высотой».

В 1722 г. было сообщено [95, 96], что М. Волков обнаружил около г. Томска каменный уголь. Однако систематическое изучение Кузнецкого бассейна началось лишь два столетия спустя. В 1914 г. к изучению бассейна приступили Л. И. Лутугин, А. А. Гапеев и другие исследователи. В 1925 г. П. И. Бутов и В. Я. Яворский составили первую сводную геологическую карту Кузнецкого бассейна [76].

В настоящее время разведанная площадь Кузнецкого бассейна превышает 25 тыс. км². Бассейн расположен на территории Кемеровской и частично Новосибирской областей. Балансовые запасы кузнецких углей оцениваются примерно в 800 млрд. т. Запасы угля только до глубины 600 м составляют 265 млрд. т [79].

В Кузнецком бассейне залегают каменные угли различных марок — от длиннопламенных до тощих. Кузнецкие угли высококачественные. Они характеризуются малой сернистостью — 0,3—0,5% S (приведенная сернистость 0,05—0,1%) и сравнительно невысокой зольностью. Содержание золы в сухой массе 9—20%, приведенная зольность рабочего топлива 1,5—3%.

Низшая теплота сгорания угля от 5700 до 6800 ккал/кг; жаропродуктивность около 2100 °С.

Состав и теплотехнические характеристики кузнецких углей даны в табл. 80.

Коксующиеся каменные угли добывают в шахтах. Однако глубина шахт в среднем в 1,5—2 раза меньше, чем в Донбассе, а мощность разрабатываемых пластов больше. Благодаря этому себестоимость углей шахтной добычи значительно ниже, чем донецких и печорских.

Коксующиеся угли Кузбасса являются основным видом топлива для сибирской и уральской металлургии. Попутно с коксующимися углями в шахтах добывают также высококачественные некоксующиеся энергетические угли. Однако значительно дешевле обходится добыча энергетических углей в карьерах, осуществляемая в ряде районов Кузбасса.

Высококачественные энергетические каменные угли Кузнецкого бассейна выдерживают дальние перевозки и являются наиболее дешевым видом твердого топлива для Среднего Поволжья и Волго-Вятского района. Поэтому значительную часть кузнецких углей перевозят на запад. Однако кузнецкие угли открытой добычи обходятся все же значительно дороже канско-ачинских бурых углей.

В 1913 г. в Кузнецком бассейне было добыто 0,8, в 1940 г. — 22, в 1950 г. — 38, в 1960 г. — 84, в 1967 г. — 100, а в 1974 г. — 128 млн. т угля, т. е. примерно в 160 раз больше, чем в 1913 г. Около 55 млн. т кузнецкого угля использовано для коксования [87].

Около 25% угля в Кузбассе добывают открытым способом.

Предусмотрено увеличение добычи угля в районах Кузнецкого, Карагандинского и Экибастузского угольных бассейнов к 1980 г. до 300 млн. т. Добыча Кузнецкого угля возрастет к 1980 г. до 162 млн. т [9].

Угли Восточной Сибири. В южной части Восточной Сибири расположены Минусинский, Улукемский, Иркутский каменноугольные бассейны и Букачачинское месторождение.

Большинство каменных углей этих бассейнов и месторождений принадлежит к числу длиннопламенных и газовых.

Минусинский каменноугольный бассейн расположен в Красноярском крае, южнее Канско-Ачинского бурогоугольного бассейна. Эксплуатируется в основном Черногорское месторождение бассейна.

Южнее Минусинского бассейна, в Тувинской АССР, на расстоянии нескольких сот километров от железнодорожной магистрали расположен Улукемский каменноугольный бассейн.

Восточнее Канско-Ачинского бассейна и Азейского месторождения бурых углей вблизи Сибирской железной дороги расположены Черемховское, Владимирское и Забитуйское месторождения каменных углей Иркутского бассейна. В бассейне эксплуатируется в основном Черемховское месторождение.

В Читинской области расположено Букачачинское каменноугольное месторождение.

Состав и теплотехнические характеристики углей Восточной Сибири приведены в табл. 81.

Тунгусский и Ленский бассейны Восточной Сибири, занимающие огромную территорию, пока еще мало изучены. В Тунгусском бассейне разрабатывается Норильское месторождение.

Угли Тунгусского, Ленского и других северных бассейнов являются крупным резервом топлива, обеспечивающим на столетия потребность страны в горючем.

Угли Дальнего Востока и о. Сахалина. Крупным бассейном Дальнего Востока является Буреинский, расположенный в Хабаровском крае. В бассейне залегают преимущественно газовые угли.

В 400—450 км севернее Сибирской железнодорожной магистрали расположен Южно-Якутский каменноугольный бассейн с богатейшими запасами коксующихся углей марок Ж, К, ОС. На Нерюнгринском месторождении Южно-Якутского бассейна мощность пласта коксующихся углей неглубокого залегания превышает 50 м.

Строится железнодорожная линия, соединяющая Южно-Якутский бассейн с новой Байкало-Амурской железнодорожной магистралью (станция Тында) и с Сибирской магистралью (станция БАМ).

Сооружается Нерюнгринский разрез производительностью 10 млн. т угля в год. На Чульмаканском месторождении Южно-Якутского бассейна намечено заложить шахту для добычи 6 млн. т угля в год.

В Приморском крае расположены Сучанский бассейн, Липовецкое и Подгородненское месторождения каменных углей.

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Дальнего Востока и о. Сахалина приведены в табл. 82.

Угли Средней Азии. В Киргизской ССР добывают длиннопламенные каменные угли Кок-Янгакского и Ташкумырского месторождений.

Состав и теплотехнические характеристики углей этих месторождений приведены в табл. 79.

Небольшое количество каменного угля добывают в Узбекской ССР (Шаргунское месторождение).

Угли Кавказа. На Кавказе добывают каменные угли Тквибульского и Ткварчельского месторождений, расположенных в Грузинской ССР. Состав и теплотехнические характеристики каменных углей этих месторождений приведены в табл. 79.

Добыча угля обходится дорого.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ

Сухие продукты сгорания большинства каменных углей без избытка воздуха состоят из 18,7—19,0% RO_2 и 81,0—81,3% N_2 .

Средний состав сухих продуктов сгорания каменных углей, не разбавленных воздухом, можно принять равным 18,8% RO_2 и 81,2% N_2 .

При разбавлении продуктов сгорания воздухом, состоящим из 21% O_2 и 79% N_2 , содержание азота в продуктах сгорания находится в пределах от 79 до 81,2%. В соответствии с этим сумма сухих кислородсодержащих газов, т. е. $RO_2 + O_2$, равна 100% — N_2 и содержание $RO_2 + O_2$ в продуктах сгорания возрастает по мере их разбавления воздухом. Так, при трехкратном разбавлении воздухом содержание N_2 в сухих продуктах сгорания составляет около 80%, а сумма RO_2 и O_2 равна ~20%.

В табл. 83 приведен состав сухих продуктов сгорания каменных углей с $RO_{2\max} = 18,8\%$ при различной степени их разбавления воздухом, а также значения коэффициентов избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов сгорания h .

Располагаемое тепло продуктов сгорания каменных углей можно определить по простой формуле

$$q = 0,01 \, t_{\text{пр. сг}} \, Z, \quad (\text{XV.1})$$

потери тепла с уходящими газами по формулам:

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) \, Z; \quad (\text{XV.2})$$

$$q_3 = 0,01 \cdot (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) \, Z, \quad (\text{XV.3})$$

а уменьшение потерь тепла с уходящими газами вследствие понижения их температуры по формуле

$$\Delta q = 0,01 \cdot (t_{\text{г.г}} - t'_{\text{г.г}}) \, Z. \quad (\text{XV.4})$$

Средние значения величины Z для продуктов сгорания каменных углей приведены в табл. 84 [37].

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания можно подсчитать по универсальной формуле (IX.4) или по локальной формуле для каменных углей

$$q_3 = \frac{61CO + 50H_2 + 200CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \, \%. \quad (\text{XV.5})$$

Подсчет 1. При сжигании каменного угля получены продукты сгорания, содержащие 14,0% RO_2 и 2,0% CO . Определить потери тепла вследствие химической неполноты горения.

Первый метод. По формуле (XV.5) для каменных углей

$$q_3 = 61 \cdot 2 / (14 + 2) = 7,6\%.$$

Второй метод. По универсальной формуле (IX.2) на основе обобщенных характеристик продуктов горения

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр.сгор}} \cdot h \cdot 100}{P} \, \%.$$

Состав продуктов полного сгорания каменного угля в зависимости от содержания в них RO_2

Состав сухих продуктов сгорания, %					Состав сухих продуктов сгорания, %				
RO_2	O_2	N_2	h	α	RO_2	O_2	N_2	h	α
18,8	0,0	81,2	1,00	1,00	11,8	7,9	80,3	1,59	1,57
18,6	0,2	81,2	1,01	1,01	11,6	8,1	80,3	1,62	1,60
18,4	0,4	81,2	1,02	1,02	11,4	8,3	80,3	1,65	1,63
18,2	0,6	81,2	1,03	1,03	11,2	8,5	80,3	1,68	1,66
18,0	0,9	81,1	1,04	1,04	11,0	8,8	80,2	1,71	1,69
17,8	1,1	81,1	1,05	1,05	10,8	9,0	80,2	1,74	1,72
17,6	1,3	81,1	1,06	1,06	10,6	9,2	80,2	1,77	1,76
17,4	1,6	81,0	1,07	1,07	10,4	9,4	80,2	1,81	1,78
17,2	1,8	81,0	1,08	1,08	10,2	9,7	80,1	1,84	1,81
17,0	2,0	81,0	1,10	1,10	10,0	9,9	80,1	1,88	1,85
16,8	2,2	81,0	1,11	1,11	9,8	10,1	80,1	1,92	1,89
16,6	2,4	81,0	1,12	1,12	9,6	10,3	80,1	1,96	1,93
16,4	2,7	80,9	1,14	1,14	9,4	10,5	80,1	2,00	1,97
16,2	2,9	80,9	1,15	1,15	9,2	10,7	80,1	2,05	2,02
16,0	3,1	80,9	1,17	1,16	9,0	11,0	80,0	2,09	2,06
15,8	3,4	80,8	1,18	1,17	8,8	11,2	80,0	2,14	2,11
15,6	3,6	80,8	1,20	1,19	8,6	11,4	80,0	2,19	2,16
15,4	3,8	80,8	1,21	1,20	8,4	11,6	80,0	2,24	2,21
15,2	4,0	80,8	1,23	1,22	8,2	11,8	80,0	2,29	2,25
15,0	4,3	80,7	1,25	1,24	8,0	12,0	80,0	2,35	2,31
14,8	4,5	80,7	1,27	1,26	7,8	12,3	79,9	2,42	2,38
14,6	4,7	80,7	1,28	1,27	7,6	12,5	79,9	2,48	2,44
14,4	4,9	80,7	1,30	1,29	7,4	12,7	79,9	2,53	2,48
14,2	5,2	80,6	1,32	1,31	7,2	12,9	79,9	2,60	2,55
14,0	5,4	80,6	1,34	1,33	7,0	13,1	79,9	2,69	2,64
13,8	5,6	80,6	1,36	1,35	6,8	13,4	79,8	2,77	2,72
13,6	5,8	80,6	1,38	1,37	6,6	13,6	79,8	2,86	2,80
13,4	6,1	80,5	1,40	1,39	6,4	13,8	79,8	2,95	2,89
13,2	6,3	80,5	1,42	1,41	6,2	14,0	79,8	3,05	2,99
13,0	6,5	80,5	1,44	1,43	6,0	14,3	79,7	3,14	3,08
12,8	6,7	80,5	1,46	1,45	5,8	14,5	79,7	3,26	3,20
12,6	6,9	80,5	1,49	1,47	5,6	14,7	79,7	3,37	3,30
12,4	7,2	80,4	1,51	1,49	5,4	15,0	79,6	3,50	3,42
12,2	7,4	80,4	1,54	1,52	5,2	15,2	79,6	3,62	3,54
12,0	7,6	80,4	1,56	1,54	5,0	15,4	79,6	3,77	3,68

Значение величины Z для каменного угля ($RO_{2\max} \sim 18,8\%$) при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z
18,8	3,95	15,2	4,75	11,6	6,04	8,0	8,52
18,7	3,96	15,1	4,78	11,5	6,08	7,9	8,60
18,6	3,98	15,0	4,80	11,4	6,13	7,8	8,70
18,5	4,00	14,9	4,83	11,3	6,17	7,7	8,80
18,4	4,02	14,8	4,87	11,2	6,21	7,6	8,90
18,3	4,04	14,7	4,90	11,1	6,26	7,5	9,00
18,2	4,06	14,6	4,93	11,0	6,30	7,4	9,10
18,1	4,08	14,5	4,96	10,9	6,36	7,3	9,22
18,0	4,10	14,4	4,99	10,8	6,43	7,2	9,35
17,9	4,12	14,3	5,02	10,7	6,50	7,1	9,47
17,8	4,14	14,2	5,05	10,6	6,56	7,0	9,60
17,7	4,16	14,1	5,09	10,5	6,62	—	—
17,6	4,18	14,0	5,12	10,4	6,68	—	—
17,5	4,20	13,9	5,16	10,3	6,74	—	—
17,4	4,22	13,8	5,20	10,2	6,80	—	—
17,3	4,25	13,7	5,24	10,1	6,86	—	—
17,2	4,27	13,6	5,27	10,0	6,92	—	—
17,1	4,29	13,5	5,30	9,9	6,98	—	—
17,0	4,31	13,4	5,34	9,8	7,05	—	—
16,9	4,33	13,3	5,38	9,7	7,12	—	—
16,8	4,36	13,2	5,41	9,6	7,20	—	—
16,7	4,38	13,1	5,44	9,5	7,27	—	—
16,6	4,40	13,0	5,48	9,4	7,35	—	—
16,5	4,42	12,9	5,52	9,3	7,42	—	—
16,4	4,44	12,8	5,55	9,2	7,50	—	—
16,3	4,46	12,7	5,58	9,1	7,57	—	—
16,2	4,48	12,6	5,62	9,0	7,65	—	—
16,1	4,51	12,5	5,66	8,9	7,72	—	—
16,0	4,54	12,4	5,70	8,8	7,80	—	—
15,9	4,56	12,3	5,74	8,7	7,87	—	—
15,8	4,58	12,2	5,78	8,6	7,95	—	—
15,7	4,61	12,1	5,82	8,5	8,05	—	—
15,6	4,64	12,0	5,87	8,4	8,15	—	—
15,5	4,67	11,9	5,91	8,3	8,25	—	—
15,4	4,70	11,8	5,95	8,2	8,35	—	—
15,3	4,73	11,7	6,00	8,1	8,43	—	—

Принимая $RO_2 \text{ max}$ для каменных углей $\sim 18,8\%$ и $P=930 \text{ ккал/м}^3$, получаем

$$h = \frac{RO_2 \text{ max}}{RO_2 + CO} = \frac{18,8}{14,0 + 2,0} = 1,17;$$

$$Q_{\text{пр.сгор}} = 30,2 \cdot CO = 30,2 \cdot 2,0 = 60,4 \text{ ккал/м}^3;$$

$$q_3 = 60,4 \cdot 1,17 \cdot 100 / 930 = 7,7\%.$$

Третий метод. При подсчете с учетом теплоты сгорания угля (6750 ккал/кг) и содержания в нем углерода (72,0%) получаем

$$q_3 = 57 \cdot C \frac{CO}{RO_2 + CO} \cdot \frac{100}{Q_H^P} = 57 \cdot 72 \frac{2}{14 + 2} \cdot \frac{100}{6750} = 7,6\%.$$

Подсчет 2. При сжигании донецкого каменного угля следующего состава: 77,1% C^p; 1,9% S_p^p; 4,0% H^p; 2,8% O^p; 1,3% N^p; 9,4% A^p; 3,5% W^p с низшей теплотой сгорания $Q_H^P = 7260 \text{ ккал/кг}$ получены продукты сгорания, содержащие 12,1% RO_2 и 2,8% CO. Определить потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Первый метод. По формуле (XV.5) для каменных углей (не прибегая к определению элементарного состава угля и его теплоты сгорания)

$$q_3 = \frac{61 \cdot CO}{RO_2 + CO} = \frac{61 \cdot 2,8}{12,1 + 2,8} = 11,5\%.$$

Второй метод. Исходя из элементарного состава топлива $K^P = C^P + 0,37 S_P^P = 77,1 + 0,37 \cdot 1,9 = 77,8\%$, найдем потери тепла вследствие химической неполноты сгорания Q_3 , ккал/кг угля

$$Q_3 = 56,7 K^P \frac{CO}{RO_2 + CO} = 56,7 \cdot 77,8 \frac{2,8}{12,1 + 2,8} = 836 \text{ ккал/кг}.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания в процентах к теплоте сгорания угля

$$q_3 = \frac{Q_3 \cdot 100}{Q_H^P} = \frac{836}{7260} \cdot 100 = 11,5\%.$$

Подсчет 2. При сжигании промежуточного продукта обогащения кизеловского каменного угля с содержанием 56,82% C, 5,45% S^r и низшей теплотой сгорания 5566 ккал/кг получены продукты сгорания, содержащие 13,05% RO_2 и 1,1% CO. Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Первый метод. По формуле (XV.5) для каменных углей

$$q_3 = \frac{61 \cdot CO}{RO_2 + CO} = \frac{61 \cdot 1,1}{13,05 + 1,1} = 4,7\%.$$

Второй метод. Исходя из состава и теплоты сгорания угля:

$$a) K^P = C^P + 0,37 S^P = 56,82 + 0,37 \cdot 5,45 = 58,82\%.$$

$$b) Q_3 = 56,7 K^P \frac{CO}{RO_2 + CO} = 56,7 \cdot 58,82 \frac{1,1}{13,05 + 1,1} = 2610 \text{ ккал/кг};$$

$$в) q_3 = \frac{Q_3}{Q_H^P} \cdot 100 = \frac{2610}{5566} \cdot 100 = 4,65\%.$$

Глава XVI

АНТРАЦИТ

Наиболее углефицированным видом естественного топлива является антрацит [99].

Антрацит добывают почти исключительно в Донецком бассейне. Куски антрацита имеют серовато-черный цвет с металлическим блеском; черта на фарфоровой пластинке темно-серая (до черной). Антрацит характеризуется раковистым изломом и значительной вязкостью. Плотность антрацита 1,4—1,7, т. е. выше, чем у каменных углей [73].

Таблица 85

Технические условия на термоантрацит

Показатели	Литейный ГОСТ 7749—65	Электродный ГОСТ 4794—75
Влажность W_p , % не более	2,0	1,6
Зольность A° , % не более		5,0
для первого сорта	6,0	
для второго сорта	10,0	
Содержание общей серы		
S° , % не более		
для первого сорта	1,0	
для второго сорта	1,75	
Выход летучих V_r	40,0	
$\text{см}^3/\text{г}$ не более		
Класс крупности, мм	40—80; 80—120	20—120; 10—70
Содержание мелочи, % не более	5	5
Удельное электрическое сопротивление, $\text{ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ не более	—	1000

Состав и теплотехнические характеристики антрацита даны в табл. 86.

Ниже приведена классификация антрацита на марки в зависимости от размера кусков, мм:

Антрацит Плитный АП	100—300	Антрацит Семечко АС	6—13
Антрацит Крупный АК	50—100	Антрацит Штыб АШ	до 6
Антрацит Орех АО	25—50	Антрацит Рядовой АР	до 300
Антрацит Мелкий АМ	13—25		

С уменьшением размера кусков антрацита значительно увеличивается содержание в топливе пустой породы и возрастает его зольность. Так, средняя зольность антрацита марок АП и АК менее 6%, а марок АШ и АРШ более 16% (см. табл. 86).

Сортированный антрацит — ценный вид топлива для газогенераторов, печей и котлов с топками для слоевого сжигания угля. Антрацит марок АШ и АРШ (после измельчения) используют в камерных топках.

Применение несортированного антрацита со штыбом (АРШ) для слоевого сжигания нецелесообразно вследствие больших потерь топлива из-за провала и уноса.

Применение антрацита в шахтных печах затруднительно вследствие его малой термической стойкости, обуславливающей растрескивание и образование мелочи, повышающей сопротивление слоя шихты.

Термостойкость антрацита можно существенно повысить путем нагрева по определенной температурной кривой до 1200 °С. При этом наряду с увеличением термической стойкости антрацита достигается увеличение его пористости и реакционной способности. Подвергнутый термической обработке антрацит (термоантрацит) применяют в вагранках для замены части кокса. При этом можно достичь повышения эффективности использования топлива и снижения содержания серы в металле.

Промышленность выпускает два вида термоантрацита — литейный для вагранок и электродный для производства электродов. Технические условия на термоантрацит приведены в табл. 85.

Сухие продукты полного сгорания антрацита, не разбавленные воздухом, содержат ~20,2% RO_2 и 79,8% N_2 .

Состав продуктов сгорания антрацита при различной степени разбавления воздухом, а также значения коэффициентов избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов сгорания h приведены в табл. 87.

Располагаемое тепло продуктов сгорания антрацита q , потери тепла с уходящими газами q_2 и уменьшение потерь тепла с уходящими газами вследствие снижения их температуры Δq можно подсчитать по универсальным формулам, справедливым для всех видов топлива, а также по локальным формулам [37]:

$$q = 0,01 t_{np.cr} Z; \quad (XVI.1)$$

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t) Z; \quad (XVI.2)$$

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t') Z; \quad (XVI.3)$$

$$\Delta q = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t'_{y.r}) Z. \quad (XVI.4)$$

Значения величины Z для продуктов сгорания антрацита в зависимости от их температуры и степени разбавления, т. е. доли углеродсодержащих компонентов, приведены в табл. 88.

Приводим подсчет потерь тепла с уходящими газами с использованием величины Z .

Подсчет 1. При сжигании антрацита марки АШ в котлоагрегате производительностью 90 т пара в час получены продукты полного сгорания, содержащие 13,33% RO_2 . Температура уходящих газов 125°; температура воздуха 35 °С. Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

Первый метод. По формуле (XVI.2) для антрацита

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t_b) Z = 0,01 \cdot (125 - 35) \cdot 5,65 = 5,095 \approx 5,1 \%$$

Значение величины Z определено по табл. 88.

Второй метод. По универсальной формуле для всех видов топлива на основе его жаропрочности

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t}{t'} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100 =$$

$$= \frac{125 - 35}{2140} \cdot (0,82 + 0,51 \cdot 0,78 \cdot 0,95) \cdot 100 = 5,1 \%$$

Здесь $h = RO_{2 \max} / RO_2 = 1,51$.

Состав и теплотехнические характеристики антрацита

Показатели	Марки антрацита			
	АП и АК	АМ и АС	АРШ	АШ
<i>Горючая масса</i>				
Состав (средний по Донецкому бассейну), %				
S_k^r		1,5		
S_{op}^r		0,8		
C^r		93,5		
H^r		2,0		
N^r		0,8		
O^r		1,4		
Выход летучих V^r , %		3,5		
Q_D^r , ккал/кг		8150		
<i>Рабочая масса</i>				
Состав, %				
W^p	4,0	5,0	6,0	7,0
A^p	5,7	13,3	16,9	16,7
S_{k+op}^p	1,7	1,7	1,7	1,7
C^p	85,0	76,4	71,8	70,5
H^p	1,6	1,5	1,4	1,4
N^p	0,9	0,8	0,8	0,8
O^p	1,1	1,3	1,4	1,9
Q_H^p , ккал/кг	7250	6500	6100	6000
$RO_2 \text{ max}$, %	20,2	20,2	20,2	20,2
t'_{max} , °C	2160	2150	2150	2140
P , ккал/м³	915	915	915	910
R , ккал/м³	875	870	870	865
B	0,95	0,95	0,95	0,95
$W_{\text{прив}}^p$, %	0,5	0,8	1,0	1,2
$A_{\text{прив}}^p$, %	0,7	2,0	2,8	2,8
$S_{\text{прив}}^p$, %	0,25	0,25	0,3	0,3
$V_{\text{в прив}}^0$, м³	1,11	1,11	1,11	1,11
$V_{\Sigma \text{ прив}}^0$, м³	1,14	1,15	1,15	1,15
$V_{\text{с. г. прив}}^0$, м³	1,10	1,10	1,10	1,09
$V_{H_2O, \text{ прив}}^0$, м³	0,04	0,05	0,05	0,06
Плавкость зёлы, °C				
t_1	1060	1060	1070	1070
t_2	1170	1170	1200	1200
t_3	1200	1200	1240	1240

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания антрацита

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			h	α	Калориметрическая температура горения, $t_{\text{кал}}$
RO_2	O_2	N_2			
20,2	0,0	79,8	1,00	1,00	2140
20,0	0,2	79,8	1,01	1,01	2120
19,8	0,4	79,8	1,02	1,02	2100
19,6	0,6	79,8	1,03	1,03	2080
19,4	0,8	79,8	1,04	1,04	2070
19,2	1,0	79,8	1,05	1,05	2060
19,0	1,3	79,7	1,06	1,06	2040
18,8	1,5	79,7	1,07	1,07	2020
18,6	1,7	79,7	1,09	1,09	2000
18,4	1,9	79,7	1,10	1,10	1990
18,2	2,1	79,7	1,11	1,11	1970
18,0	2,3	79,7	1,12	1,12	1960
17,8	2,5	79,7	1,13	1,13	1940
17,6	2,7	79,7	1,15	1,15	1930
17,4	2,9	79,7	1,16	1,16	1910
17,2	3,1	79,7	1,17	1,17	1890
17,0	3,4	79,6	1,19	1,19	1870
16,8	3,6	79,6	1,20	1,20	1860
16,6	3,8	79,6	1,21	1,21	1840
16,4	4,0	79,6	1,23	1,23	1830
16,2	4,2	79,6	1,24	1,24	1810
16,0	4,4	79,6	1,26	1,26	1800
15,8	4,6	79,6	1,28	1,28	1790
15,6	4,8	79,6	1,29	1,29	1770
15,4	5,0	79,6	1,31	1,30	1750
15,2	5,2	79,6	1,33	1,33	1730
15,0	5,4	79,6	1,34	1,34	1710
14,8	5,6	79,6	1,36	1,36	1690
14,6	5,8	79,6	1,38	1,38	1670
14,4	6,0	79,6	1,40	1,40	1640
14,2	6,2	79,6	1,42	1,42	—
14,0	6,4	79,6	1,44	1,44	—
13,8	6,6	79,6	1,46	1,46	—
13,6	6,8	79,6	1,48	1,48	—
13,4	7,0	79,6	1,51	1,50	—
13,2	7,3	79,5	1,53	1,52	—
13,0	7,5	79,5	1,55	1,54	—
12,8	7,7	79,5	1,58	1,57	—
12,6	7,9	79,5	1,60	1,59	—
12,4	8,1	79,5	1,63	1,62	—
12,2	8,3	79,5	1,66	1,65	—

Т а б л и ц а 87 (окончание)

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			h	α	Калориметрическая температура горения $t'_{\text{кал}}$
RO_2	O_2	N_2			
12,0	8,5	79,5	1,68	1,67	—
11,8	8,7	79,5	1,71	1,70	—
11,6	8,9	79,5	1,74	1,73	—
11,4	9,1	79,5	1,77	1,76	—
11,2	9,4	79,4	1,80	1,79	—
11,0	9,6	79,4	1,83	1,82	—
10,8	9,8	79,4	1,87	1,86	—
10,6	10,0	79,4	1,90	1,89	—
10,4	10,2	79,4	1,94	1,93	—
10,2	10,4	79,4	1,98	1,97	—
10,0	10,6	79,4	2,02	2,01	—
9,8	10,8	79,4	2,06	2,05	—
9,6	11,0	79,4	2,10	2,09	—
9,4	11,2	79,4	2,15	2,14	—
9,2	11,4	79,4	2,20	2,19	—
9,0	11,6	79,4	2,25	2,24	—
8,8	11,8	79,4	2,30	2,29	—
8,6	12,0	79,4	2,35	2,34	—
8,4	12,2	79,4	2,40	2,39	—
8,2	12,5	79,3	2,46	2,45	—
8,0	12,7	79,3	2,52	2,51	—
7,8	12,9	79,3	2,59	2,58	—
7,6	13,1	79,3	2,66	2,65	—
7,4	13,3	79,3	2,73	2,71	—
7,2	13,6	79,2	2,80	2,78	—
7,0	13,8	79,2	2,88	2,86	—
6,8	14,0	79,2	2,97	2,95	—
6,6	14,2	79,2	3,07	3,05	—
6,4	14,4	79,2	3,16	3,14	—
6,2	14,6	79,2	3,26	3,24	—
6,0	14,8	79,2	3,36	3,34	—
5,8	15,0	79,2	3,46	3,43	—
5,6	15,2	79,2	3,60	3,57	—
5,4	15,4	79,2	3,74	3,71	—
5,2	15,6	79,2	3,88	3,85	—
5,0	15,8	79,2	4,04	4,01	—

П р и м е ч а н и е. RO_2 сухих продуктов полного сгорания антрацита 20,2%

Значения величины Z для антрацита при температуре уходящих газов
от 100 до 300 °C

Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z
20,2	3,87	16,8	4,57	13,4	5,60	10,0	7,40
20,1	3,90	16,7	4,59	13,3	5,65	9,9	7,46
20,0	3,92	16,6	4,62	13,2	5,70	9,8	7,52
19,9	3,94	16,5	4,64	13,1	5,75	9,7	7,59
19,8	3,96	16,4	4,66	13,0	5,80	9,6	7,66
19,7	3,98	16,3	4,69	12,9	5,85	9,5	7,76
19,6	3,99	16,2	4,72	12,8	5,90	9,4	7,86
19,5	4,01	16,1	4,74	12,7	5,94	9,3	7,95
19,4	4,02	16,0	4,76	12,6	5,98	9,2	8,04
19,3	4,04	15,9	4,80	12,5	6,02	9,1	8,12
19,2	4,05	15,8	4,83	12,4	6,07	9,0	8,20
19,1	4,07	15,7	4,86	12,3	6,11	8,9	8,28
19,0	4,08	15,6	4,89	12,2	6,15	8,8	8,35
18,9	4,10	15,5	4,92	12,1	6,20	8,7	8,45
18,8	4,11	15,4	4,95	12,0	6,25	8,6	8,55
18,7	4,13	15,3	4,98	11,9	6,30	8,5	8,65
18,6	4,15	15,2	5,00	11,8	6,35	8,4	8,75
18,5	4,18	15,1	5,03	11,7	6,40	8,3	8,85
18,4	4,20	15,0	5,06	11,6	6,45	8,2	8,95
18,3	4,22	14,9	5,09	11,5	6,50	8,1	9,05
18,2	4,24	14,8	5,12	11,4	6,55	8,0	9,15
18,1	4,26	14,7	5,15	11,3	6,60	7,9	9,25
18,0	4,29	14,6	5,18	11,2	6,65	7,8	9,37
17,9	4,32	14,5	5,21	11,1	6,70	7,7	9,50
17,8	4,34	14,4	5,24	11,0	6,75	7,6	9,61
17,7	4,36	14,3	5,27	10,9	6,80	7,5	9,72
17,6	4,38	14,2	5,30	10,8	6,85	7,4	9,85
17,5	4,40	14,1	5,33	10,7	6,90	7,3	10,00
17,4	4,42	14,0	5,36	10,6	6,96	7,2	10,12
17,3	4,44	13,9	5,40	10,5	7,03	7,1	10,25
17,2	4,47	13,8	5,44	10,4	7,12	7,0	10,40
17,1	4,49	13,7	5,48	10,3	7,19	—	—
17,0	4,52	13,6	5,52	10,2	7,26	—	—
16,9	4,54	13,5	5,56	10,1	7,33	—	—

Для антрацита марки АШ (см. табл. 86) $RO_2^{\max}=20,2\%$; $t'_{\max}=2140^\circ\text{C}$; $B=0,95$.

Для продуктов сгорания топлива с высокой жаропроизводительностью при температуре уходящих газов 125°C (см. табл. 40) $C'=0,82$ и $K=0,78$.

При подсчете потерь тепла с уходящими газами данного состава и температуры, исходя из состава и теплоты сгорания топлива, $q_2=5,2\%$.

Подсчет 2. При сжигании в котлоагрегате производительностью 150 т пара в час антрацита марки АШ, предварительно подсушенного до содержания влаги 2%, были получены продукты полного сгорания с содержанием 14,25% RO_2 . Температура уходящих газов 140°C , температура воздуха 20°C . Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

Первый метод. По формуле (XVI.2) и табл. 91

$$q_2=0,01 \cdot (t_{y.r} - t_n) \cdot Z = 0,01 \cdot (140 - 20) \cdot 5,285 = 6,34\% \approx 6,3\%.$$

Второй метод. По универсальной формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t}{t'_{\max}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100 = \\ = \frac{140 - 20}{2140} \cdot (0,82 + 0,42 \cdot 0,95 \cdot 0,78) \cdot 100 = 6,3\%.$$

Третий метод. На основе определения теплоты сгорания и состава сжигаемого антрацита потери тепла с уходящими газами подсчитаны равными 6,1% без учета содержания влаги в воздухе. С учетом содержания влаги в воздухе $q_2=6,2\%$.

Следовательно, расхождение в подсчетах q_2 на основе жаропроизводительности и теплоты сгорания составляет всего лишь 0,1%, несмотря на то, что при подсчетах по первым двум методам не учитывалось повышение жаропроизводительности вследствие подсушки антрацита. С учетом этого положения различия в подсчетах по рассматриваемым методам практически нет.

Потери тепла с уходящими газами при работе на твердом топливе $q_2^{\text{нспр}}$ в ряде случаев подсчитывают по отношению к сгоревшему топливу, т. е. за вычетом потерь топлива вследствие провала и уноса (q_4):

$$q_2^{\text{нспр}} = q_2 \cdot \frac{(100 - q_4)}{100} \%.$$

Подсчет 3. При сжигании антрацитового штаба с примесью 15% тощего каменного угля получены продукты сгорания с содержанием 12,75% RO_2 и 0,13% CO . Температура уходящих газов 160°C , температура воздуха $40,4^\circ\text{C}$. Подсчитать потери тепла с уходящими газами $q_2^{\text{нспр}}$ с учетом потерь тепла вследствие механической неполноты сгорания $q_4=9,7\%$.

Первый метод. Поскольку теплотехнические характеристики антрацита и тощего каменного угля близки, а присадка каменного угля к антрациту невелика, определим потери тепла по формуле (XVI.2), принимая значение Z по табл. 91 для антрацита:

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t_n) = 0,01 \cdot (160 - 40,4) \cdot 5,85 = 7,0\%;$$

$$q_2^{\text{нспр}} = q_2 \cdot \frac{100 - q_4}{100} = 7 \cdot \frac{100 - 9,7}{100} = 6,3\%.$$

Второй метод. По универсальной формуле (VIII.19) на основе жаропроизводительности антрацита

$$q_2 = \frac{160 - 40,4}{2140} \cdot (0,82 + 0,56 \cdot 0,95 \cdot 0,78) \cdot 100 = 6,9\%;$$

$$q_2^{\text{нспр}} = 6,9 \cdot \frac{100 - 9,7}{100} = 6,2\%.$$

Третий метод. Исходя из теплоты сгорания и состава смеси антрацита и каменного угля, потери тепла с уходящими газами данного состава и температуры составили без учета содержания влаги в воздухе 6,12%, что соответствует 6,22% при содержании в воздухе 1% (по массе) H_2O .

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания можно подсчитать по формуле (IX.4), справедливой для всех видов топлива, или по формуле для антрацита

$$q_2 = 67CO / (RO_2 + CO) \% \quad (XVI.5)$$

Подсчет 4. В продуктах сгорания антрацита содержится 12,75% RO_2 и 0,13% CO . Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения.

Первый метод. По формуле (XVI.5)

$$q_2 = 67 \cdot 0,13 / (12,75 + 0,13) = 6,7\%.$$

Второй метод. По универсальной формуле (IX.4) на основе теплосодержания 1 м³ сухих продуктов сгорания P и коэффициента разбавления продуктов сгорания h :

$$h = \frac{RO_{2\max}}{RO_2 + CO} = \frac{20,2}{12,75 + 0,13} = 1,57;$$

$$q_2 = \frac{30,2 \cdot CO \cdot h \cdot 100}{P} = \frac{30,2 \cdot 0,13 \cdot 1,57 \cdot 100}{915} = 6,7\%.$$

Шунгит. Вблизи деревни Шуньга у Онежского озера и на Кольском полуострове обнаружен своеобразный вид топлива, названный шунгитом.

Горючая масса шунгита содержит около 97% C , 1% H и 2% O [71, 100].

Изучены четыре разновидности шунгита. Первая разновидность характеризуется весьма малой зольностью — порядка 2—4%. Однако она обнаружена лишь в виде весьма тонких прожилок толщиной 1—2 см. Вторая разновидность шунгита содержит около 40% минеральной массы, третья 60—80%, а четвертая более 90%. Высокая зольность шунгита наряду с термической неустойчивостью топлива и малым выходом летучих крайне затрудняет его использование. Многочисленные попытки, предпринимавшиеся в этом направлении, пока не увенчались успехом [101].

В Северо-Западный район страны издалека завозят каменный уголь и транспортируют природный газ. В соответствии с этим интересно повторить попытку использования местного топлива — шунгита, на этот раз совместно с природным газом.

Горючие (сапропелитовые) сланцы залегают в Прибалтийском бассейне, расположенном на севере Эстонской ССР и на западе Ленинградской области, в Приволжском бассейне (в Саратовской и Куйбышевской областях), а также в ряде других районов Европейской части СССР, в Сибири и Казахстане.

Запасы горючих сланцев исчисляются десятками миллиардов тонн. Наиболее изучены прибалтийские сланцы, так называемые кукерситы [102].

Горючие сланцы — весьма своеобразный вид топлива, с огромным различием в ценности органической и рабочей масс. Органическая масса горючих сланцев выгодно отличается от органической массы других видов твердого топлива высоким содержанием водорода (до 10%), что примерно в 1,5 раза превышает содержание водорода в органической массе древесины, торфа, бурых углей и других видов твердого топлива с высоким выходом летучих веществ и соответствует содержанию водорода в мазуте.

Вместе с тем органическая масса сланцев характеризуется сравнительно низким содержанием кислорода и высоким содержанием углерода. В соответствии с этим теплота сгорания органической массы сланцев примерно в 1,5 раза выше теплоты сгорания органической массы торфа и превышает теплоту сгорания органической массы лучших видов твердого топлива.

Однако горючая масса сланцев существенно обесценивается высоким содержанием колчеданной серы (табл. 89). Сухая масса сланцев характеризуется чрезвычайно высоким содержанием балласта, обычно превышающим 60% и достигающим у сланцев некоторых месторождений 75%. Следовательно, в состав сухих сланцев входит до 3/4 минеральных веществ, состоящих в значительной степени из карбонатов.

При прокаливании минеральной массы сланцев карбонаты разлагаются с выделением CO_2 и образованием золы.

В табл. 89 минеральная масса сланцев разделена на CO_2 , выделяющуюся в процессе прокаливании, т. е. $(\text{CO}_2)_{\text{карб}}$ и золу (А).

Рабочая масса сланцев содержит 10—20% влаги, и суммарное содержание балласта обычно превышает 65%, достигая у сланцев некоторых месторождений 75—77%.

В табл. 89 приведена низшая теплота сгорания рабочей массы сланцев $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$, а также низшая теплота сгорания с учетом расхода тепла на разложение карбонатов $Q_{\text{н.карб}}^{\text{р}}$. Исходя из $Q_{\text{н.карб}}^{\text{р}}$ подсчитана жаропроизводительность сланцев $t'_{\text{тах}}$.

Вследствие высокой зольности сланцев максимальная температура, развиваемая при их сгорании, ниже жаропроизводительности, поскольку значительное количество тепла расходуется на нагрев золы.

Состав и теплотехнические характеристики горючих сланцев

Показатели	Сланцы				
	эстонские	ленинградские	кашпирские (Куйбышевская область)	озинские (Саратовская область)	савельевские (Саратовская область)
<i>Горючая масса</i>					
Состав, %					
C^r	74,0	74,0	61	61	61
H^r	9,5	9,5	7,5	8	8
S^r_k	3,9	3,9	7,2	6	5
S^r_{op}	1,1	1,1	7,4	5	7
O^r	11,2	11,2	15,7	19	18
N^r	0,3	0,3	1,2	1	1
V^r , %	90	90	80	80	80
Q^r_{ϕ} , ккал/кг	8900	8900	7200	7180	7200
Q^r_n , ккал/кг	8260	8260	6630	—	—
t'_{max} , °C	2120	2120	—	—	—
<i>Сухая масса</i>					
A^o , %	45	52	62	65	64
$(CO_2)^c_{карб}$	16	16	12	7	10
Q^c_{ϕ} , ккал/кг	3530	2860	1960	—	—
<i>Рабочая масса</i>					
Состав, %					
W^p	13	12	17	21	20
A^p	39	46	51	50	49
$(CO_2)^p_{карб}$	14	14	10	5	8
S^p_k	1,3	1,1	1,6	1,3	1,2
S^p_{op}	0,4	0,3	1,6	1,2	1,7
C^p	25,2	20,7	13,4	14,6	14,0
H^p	3,2	2,7	1,7	1,9	1,8
O^p	3,8	3,1	3,5	4,6	4,0
N^p	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3
Q^p_n , ккал/кг	2760	2260	1380	1470	1430
$Q^p_{н. карб}$, ккал/кг	2630	2130	1280	1410	1350
B	0,84	0,84	—	0,77	0,78
P , ккал/м ³	900	870	—	830	800
R , ккал/м ³	750	730	—	640	630
t'_{max} , °C	1850	1800	—	1600	1580
t''_{max} , °C	1740	1640	—	—	—
$RO_{2\ max}$, %	18,7	19,3	—	19,0	19,5
$W^p_{прив}$, %	5	6	13	15	15
$A^p_{прив}$, %	15	21	40	35	36

Т а б л и ц а 89 (окончание)

Показатели	Сланцы				
	эстонские	ленинградские	каширские (Куйбышевская область)	озинские (Саратовская область)	савельевские (Саратовская область)
$(\text{CO}_2)_{\text{прив}}^p$, %	5	7	8	3	6
$S_{\text{прив}}^p$, %	0,6	0,6	2,5	1,8	2,2
$V_{\text{в. прив}}^0$, м ³	1,15	1,17	—	1,22	1,25
$V_{\Sigma \text{ прив}}^0$, м ³	1,33	1,37	—	1,55	1,60
$V_{\text{с. г. прив}}^0$, м ³	1,12	1,15	—	1,20	1,24
Плавкость золы, °С					
t_1	1200	1250	1050	1070	1120
t_2	1400	1360	1120	1170	1200
t_3	1430	1375	1140	1190	1230

В соответствии с этим в табл. 89, помимо жаропроизводительности сланцев t'_{max} , приведена также жаропроизводительность, фиксируемая с учетом расхода тепла на нагрев золы сланцев до температуры t''_{max} .

Из данных, приведенных в табл. 89, видно резкое различие в теплоте сгорания горючей массы сланцев и рабочего топлива, а также существенное различие в качестве сланцев, добываемых в Прибалтийском бассейне (эстонские и ленинградские сланцы) и в Приволжском бассейне (Саратовская и Куйбышевская области).

Низшая теплота сгорания эстонских сланцев примерно вдвое превышает теплоту сгорания волжских; теплота сгорания горючей массы ленинградских сланцев почти в 4 раза выше теплоты сгорания рабочего топлива.

Прибалтийские сланцы используют в котельных установках электростанций и промышленных предприятий, расположенных вблизи от места добычи сланцев.

Экономическая эффективность их применения существенно возрастает при использовании золы в качестве строительного материала.

Целесообразна термическая переработка сланцев с целью отгонки летучих веществ. В результате получают сланцевый газ и жидкое топливо.

Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского совместно с другими институтами разработал и осуществил в полупромышленном масштабе метод комплексного энерготехнологического использования сланцев [103, 104].

В десятой пятилетке будет введена в действие опытная установка по энерготехнологической переработке сланцев на Эстонской ГРЭС и расширено использование сланцезольных отходов для известкования почв и производства строительных материалов [9].

Доля сланцев в топливном балансе СССР составляет $\sim 1\%$.

В 1960 г. в СССР было добыто 14 млн. т горючих сланцев, в том числе 9 млн. т в Эстонской ССР. В 1974 г. добыча сланцев возросла до 33 млн. т: 27 млн. т в Эстонии и 6 млн. т в РСФСР [4].

Предусматривается дальнейшее увеличение добычи сланцев. В десятой пятилетке намечено повысить мощность разрезов для добычи сланцев в Эстонии открытым способом на 5 млн. т в год [90].

Искусственное твердое топливо получают двумя методами — брикетированием и термической переработкой топлива. В некоторых случаях эти методы сочетают, подвергая термической обработке брикетированное топливо.

БРИКЕТИРОВАНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Слоевое сжигание несортированного твердого топлива сопровождается большими потерями тепла вследствие провала мелких частиц топлива сквозь колосниковую решетку. Кроме того, применение несортированного твердого топлива создает ряд неудобств в процессе его транспорта, хранения и использования. Особенно неэффективно применение несортированного топлива в домашнем и коммунальном хозяйствах.

Для увеличения ресурсов кускового топлива прибегают к брикетированию, т. е. прессованию мелких фракций угля и торфа.

При брикетировании торфа и бурых углей с высоким содержанием влаги технологическая схема включает процесс сушки с целью снижения влажности топлива с 40—60 до 10—15%. Благодаря этому резко повышается теплота сгорания топлива, его транспортабельность и удобство применения, особенно в домашнем хозяйстве. Однако при этом значительно возрастает себестоимость топлива вследствие расхода тепла на сушку и увеличения эксплуатационных расходов.

Торф и бурые угли брикетируют без применения связующего, а при прессовании мелких фракций каменных углей, антрацита, отсевов кокса и других видов топлива с малым содержанием битуминозных веществ используют связующее — каменноугольный пек или нефтяные битумы. Применение этих связующих (8%) с высокой теплотой сгорания несколько повышает теплоту сгорания брикетов по сравнению с исходным твердым топливом.

Торфяные брикеты и полубрикеты. В процессе производства брикетов фрезерный торф с содержанием 40—50% H_2O измельчают и высушивают при температуре до 700 °С. Содержание влаги в высушенном торфе доводят до 10—12%. Затем торф прессуют под давлением до 1200 кгс/см² и получают брикеты в виде призм с закругленными углами длиной от 80 до 200, шириной 40—75 и высотой 20—70 мм. Содержание влаги в брикетах марки БТ-1 не должно превышать 14%, а в брикетах БТ-2—16%.

Максимальная зольность сухой массы брикетов 10—20%. Содержание мелочи (кусков < 25 мм) не должно быть более 5% в брикетах БТ-1, 6% в брикетах БТ-2 и 7% в брикетах БТ-3.

Низшая теплота сгорания торфяных брикетов с содержанием влаги 10% — около 4130 ккал/кг, примерно в 2 раза выше теплоты сгорания фрезерного торфа с $W^p=50\%$.

Для сгорания 1 кг брикетов необходимо $4,9 \text{ м}^3$ воздуха. Объем продуктов сгорания (при $\alpha=1$) $V_{\Sigma}^g=5,2 \text{ м}^3$. Объем сухих продуктов сгорания $V_{\Sigma,г}^g=4,5 \text{ м}^3$. Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания (при $\alpha=1$) $B=0,86$. Максимальное теплосодержание 1 м^3 сухих продуктов сгорания равно 930 ккал.

Жаропроизводительность брикетов в абсолютно сухом воздухе $t'_{\max}=2000^\circ\text{C}$, т. е. примерно на 500 град выше жаропроизводительности фрезерного торфа.

Себестоимость брикетов значительно выше стоимости торфа и полубрикетов, получаемых прессованием фрезерного торфа естественной сушки с W^p , не превышающей 28%.

Зольность сухой массы полубрикетов не должна превышать 20%, а содержание мелочи 6%.

Низшая теплота сгорания полубрикетов около 3200 ккал/кг, жаропроизводительность около 1800°C . $RO_{2\max}$ сухих продуктов сгорания брикетов и полубрикетов из торфа составляет 19,5%.

Буроугольные брикеты. На брикетных фабриках уголь измельчают до размера частиц менее 6 мм и затем высушивают в трубчатых сушилках до содержания влаги 10—12% (райчихинские бурые угли) или около 18% (башкирские и украинские бурые угли). Высушенный уголь брикетируют в штемпельных прессах под давлением до 1000 кгс/см^2 [105].

Согласно ГОСТам 7299-67, 8584-67 буроугольные брикеты, выпускаемые различными фабриками, имеют следующие размеры: длина 180—250, ширина 60—75 и высота 45—55 мм. Содержание мелочи (кусков размером менее 25 мм) в брикетах из башкирских и украинских бурых углей должно быть не больше 4% и в брикетах из райчихинских углей 8%.

Зольность брикетов из райчихинских углей не превышает 14,5%, из башкирских углей 18% и украинских бурых углей 25—26%. Теплота сгорания горючей массы Q_{Σ}^g равна от 6200 (райчихинские) до 7150 ккал/кг (украинские).

На изготовление 1 т буроугольных брикетов влажностью 18% с низшей теплотой сгорания около 4000 ккал/кг расходуется: 2,15 т бурого угля ($W^p=60\%$, $Q_{\Sigma}^p=1950 \text{ ккал/кг}$), 1,7 т пара, 40 квт·ч электроэнергии.

При КПД котельной установки брикетной фабрики 0,75 и КПД электростанции, генерирующей энергию, используемую на фабрике, 0,25 расход тепла на производство 1 кг пара составляет $\sim 900 \text{ ккал/кг}$ и на 1 квт·ч электроэнергии $\sim 3400 \text{ ккал}$. В этих условиях при пересчете применяемых энергоносителей на исходное топливо (бурый уголь) тепловой баланс брикетной фабрики характеризуется (округленно) следующими цифрами: уголь 71%, пар 26%, электроэнергия 3%.

Для сооружения брикетных фабрик необходимы значительные капиталовложения.

В ГДР брикеты из бурого угля являются одним из основных видов топлива. Однако в последние годы их роль в топливном балансе республики значительно снизилась.

Каменноугольные брикеты. Брикеты изготовляют из отсевов каменного угля с размером частиц до 6 мм. Используют в основном мелочь тощих углей с добавкой 15—25% спекающихся или слабоспекающихся углей.

В качестве связующего используют каменноугольный пек или нефтяные битумы, добавляемые к углю в количестве 7—9%.

Каменноугольные брикеты из донецких углей согласно ГОСТу 5544-73 должны содержать не более 6% влаги, 11,5% золы и 2% серы на сухую массу. Брикеты выпускают подушкообразной формы длиной 55—60, шириной 50—55 и высотой 30—35 мм. Масса брикетов 75—85 г. Содержание мелочи (кусков размером менее 25 мм) не должно превышать 10%.

В 1940 г. в СССР было произведено около 0,5 млн. т угольных брикетов, в 1970 г. более 7 млн. т, а в 1974 г. 8 млн. т, в том числе в УССР около 5 и в РСФСР 3 млн. т [4]. К 1980 г. выпуск брикетов из угля намечено довести до 9,3 млн. т в год [106].

ТЕРМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

При нагревании твердого топлива без доступа воздуха разлагается горючая масса топлива и выделяются летучие вещества, состоящие из CO , CO_2 , H_2 , CH_4 и других газообразных углеводородов, а также из паров смолы.

Остаток после отгонки летучих веществ содержит значительно меньше кислорода и водорода, чем исходное твердое топливо, и соответственно больше углерода.

Получаемое таким путем искусственное твердое топливо горит без пламени и обладает высокой теплотой сгорания и жаропроизводительностью. Его используют в доменных печах, вагранках, в качестве бытового топлива и для других целей.

Процесс термической переработки твердого топлива называют также сухой перегонкой топлива, пирогенетической переработкой, термическим разложением.

Термическую переработку твердого топлива осуществляют обычно при температуре около 1000 °C (коксование) или при 500—550 °C (полукоксование).

В процессе коксования каменных углей определенных марок получают прочный кокс для доменных печей и вагранок, смолу и коксовый газ.

В процессе полукоксования каменных углей, бурых углей, торфа и древесины получают менее прочный полукокс, весьма ценную первичную смолу и полукоксовый газ.

Древесный уголь. При сухой перегонке древесины в печах при температуре ~500 °C получают газ в количестве ~20% от веса сухой массы топлива, ~7% смолы, 50% подсмольной воды, т. е. водного раствора метилового спирта (CH_3OH), ацетона (CH_3COCH_3) и ~23% обугленного твердого остатка — древесного угля.

Состав древесного угля в большой степени зависит от температуры сухой перегонки, а также от породы древесины.

При повышении температуры сухой перегонки снижается содержание в угле кислорода и водорода, возрастает содержание углерода и повышается теплота сгорания.

В табл. 90 приведены примерный состав и теплота сгорания горючей массы древесного угля в зависимости от температуры сухой перегонки древесины.

Древесный уголь содержит около 1—2% минеральных веществ и 5—6% влаги. Малое содержание влаги в древесном угле по сравнению с дровами обуславливает большое различие в их теплоте сгорания и жаропроизводительности (табл. 91).

Теплота сгорания горючей массы древесного угля превышает теплоту сгорания горючей массы древесины на 60—80%, а теплота сгорания рабочей массы древесного угля примерно в 3 раза выше теплоты сгорания дров, содержащих 40% влаги. Благодаря высокой теплоте сгорания

Состав и теплота сгорания горючей массы древесного угля и древесины

Показатели	Древесина	Древесный уголь, полученный сухой перегонкой древесины при $t, ^\circ\text{C}$			
		400	450	500	700
Состав горючей массы, %					
C ^r	50	80	85	89	95
H ^r	6	4	3	3	2
O ^r +N ^r	44	16	12	8	3
Низшая теплота сгорания Q_H^r , ккал/кг	4500	7100	7300	7800	8100

Таблица 91

Теплотехнические характеристики древесного угля и дров

Показатели	Древесный уголь	Дрова	Показатели	Древесный уголь	Дрова
Состав рабочей массы топлива, %			Q_H^p , ккал/кг	7500	2400
C ^p	85	30,3	V_B^p , м ³ /кг	8,3	2,8
H ^p	3	3,6	V_{Σ}^p , м ³ /кг	8,5	3,7
O ^p +N ^p	4	25,5	Жаропродуцительность $t'_{\max}$, $^\circ\text{C}$	2150	1600
A ^p	2	0,6	CO _{2 max} , %	19,5	20,5
W ^p	6	40,0	B	0,95	0,75
Выход летучих V ^r , %	15	85			

древесный уголь, в отличие от дров, легче транспортировать. Жаропродуцительность древесного угля (2150 $^\circ\text{C}$) превышает жаропродуцительность дров (с $W^p=40\%$) более чем на 500°, а жаропродуцительность горючей массы древесины на 150°.

Д. И. Менделеев считал наиболее важным отличием древесного угля от дров его высокую жаропродуцительность, а также горение без пламени, что позволяет уменьшать рассеивание тепла вследствие излучения и поддерживать в зоне горения высокую температуру, близкую к жаропродуцительности [19].

Древесный уголь, в отличие от каменных углей и антрацита, не содержит серы, благодаря этому он является весьма ценным топливом для выплавки высококачественного металла. Однако значительно большая стоимость древесного угля по сравнению с каменноугольным коксом препятствует сколько-нибудь широкому его применению в металлургии.

Высокая пористость древесного угля (около 80%) позволяет использовать его в качестве адсорбента в ряде технологических процессов.

Торфяной полукокс. При нагревании торфа до температуры 550 $^\circ\text{C}$ отгоняется около 250 м³ полукоксового газа (швелгаз) и 90—100 кг первичной смолы на 1 т сухой массы торфа. Выход обуглероженного остатка полукокса составляет около 400 кг. Состав торфяного полукокса зависит от температуры полукоксования и состава перерабатываемого торфа. Примерный состав полукокса, %: 86 C^r; 3 H^r; 11 (O^r+N^r).

Торфяной полукокс является пористым высокореакционноспособным видом искусственного твердого топлива с невысокой механической прочностью.

Пористость торфяного полукокса 45—55%, вес 1 м³ 330—390 кг, плотность кажущаяся 0,9—1,1, действительная 1,7—1,8, температура воспламенения 350 °С.

Торфяной полукокс содержит мало серы и фосфора. Зольность полукокса в 2—2,5 раза превосходит зольность исходного торфа.

Жаропроизводительность полукокса $t'_{\max}$ около 2100 °С; низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов сгорания, P равна ~900 ккал/м³ $RO_{2\max}$ сухих продуктов сгорания около 20%.

Буроугольный и каменноугольный полукокс. В процессе полукоксования бурых и каменных углей при конечной температуре процесса 550—580 °С получают 60—80 м³ газа на 1 т сухой массы, от 80 до 200 кг первичной смолы и 700—750 кг полукокса.

В состав горючей массы полукокса входит 90—92% С; 2—3% Н; 3—4% О; 0,2—1,5% S; около 2% N. Теплота сгорания горючей массы порядка 5700—6500 ккал/кг.

Зольность полукокса, естественно, выше зольности исходного угля. Влажность буроугольного полукокса 12—20%, а каменноугольного 4—10%. Полукокс характеризуется высокой пористостью, реакционной способностью и малой насыпной массой (500—600 кг/м³). Прочность полукокса колеблется в широких пределах в зависимости от состава перерабатываемого угля.

Кусковой полукокс горит без образования дыма, легко зажигается и является ценным видом топлива для бытовых нужд и газогенераторных установок. Полукоксовую пыль сжигают в котлах.

Разновидность полукокса — карбонизированные брикеты.

Жаропроизводительность полукокса $t'_{\max}$ составляет около 2100 °С.

Карбонизированные брикеты. При изготовлении карбонизированных брикетов бурый уголь измельчают, высушивают и брикетируют под давлением около 1000 кгс/см². Полученные брикеты подвергают карбонизации, т. е. нагреванию без доступа воздуха, с целью отгонки летучих веществ.

Карбонизированные брикеты применяют в качестве топлива для бытовых и коммунальных нужд и в промышленных установках. Отгоняемый горючий газ используют для отопления сушильных аппаратов брикетных фабрик и для других целей.

При производстве карбонизированных брикетов из каменных углей измельченный уголь перед брикетированием смешивают со связующим.

Каталитически активированные беспламенные брикеты. Высокореакционные брикеты можно получить следующим методом.

Отходы древесного угля, полукокса или другого высокореакционноспособного топлива смешивают со связующим и брикетируют.

Полученные весьма непрочные брикеты, горящие с образованием сажистого пламени, термически обрабатывают без доступа воздуха. При этом по мере повышения температуры обжига прочность брикетов увеличивается. Низшая теплота сгорания брикетов 7500 ккал/кг.

Брикеты, подвергнутые термической обработке при температуре 600 °С и выше, обладают достаточной прочностью и сгорают без образования искр, пламени и дыма. Ценность брикетов в качестве топлива для бытовых потребителей и ряда других областей применения можно значительно повысить их каталитической активацией. Активированные брикеты легко зажигаются и полностью сгорают даже в том случае, когда одиночный брикет горит на открытом воздухе [107].

Процесс горения осуществляется без видимого пламени, под тонким слоем золы. По мере осыпания золы обнажается поверхность брикета, нагретая до красного каления.

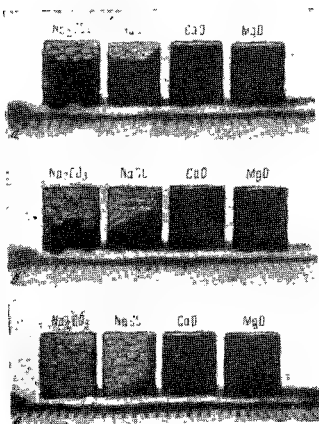


Рис. 14. Горение каталитически активированных брикетов

В качестве катализаторов, обеспечивающих значительное повышение реакционной способности брикетов и полноту их сгорания, используют гидраты или карбонаты натрия или калия, вводимые в состав брикетируемой шихты в количестве около 3% (по массе).

Аналогичный эффект достигается при введении 4% NaCl, KCl или древесной золы, содержащей значительное количество K_2CO_3 .

На рис. 14 приведены фотографии брикетов, активированных Na_2CO_3 , NaCl, CaO и MgO через 5 мин (рис. 14, а), через 10 мин (рис. 14, б) и через 15 мин после зажигания (рис. 14, в).

Каталитически активированные брикеты, загруженные в перфорированные коробки из кровельного железа с отверстиями диаметром 2 мм, горят без образования пламени и безопасны в пожарном отношении.

Процесс горения брикетов массой порядка 700 г можно растянуть на 6–10 ч без опасения, что зажженные брикеты погаснут. Это позволяет использовать активированные брикеты для поддержания автомобильных двигателей в пусковом состоянии при безгаражной стоянке автомашин.

Каталитически активированные брикеты можно эффективно использовать в малогабаритных печах, в отопительных печах длительного горения, для приготовления пищи в полевых условиях и других целей [107].

Каменноугольный кокс. Важнейший вид искусственного твердого топлива — кокс, получаемый из каменных углей при конечной температуре процесса коксования около 1000 °С.

Для производства кокса применяют спекающиеся каменные угли. В шихту для коксования часто вводят также менее дефицитные тощие и газовые угли.

В процессе коксования из 1 т сухой массы угля получают около 750–800 кг кокса, 300–330 м³ коксового газа (130–140 кг), 20–50 кг смолы, около 8–10 кг сырого бензола и 2–3 кг аммиака.

В процессе коксования угля (с выходом летучих 27%) в кокс переходит около 86% С, 60% S, 45% N, 7% H и 5% O, содержащихся в перерабатываемом угле [108].

В процессе производства чугуна из железной руды в доменных печах кокс используют в качестве топлива и восстановителя. Окись углерода, образующаяся в результате взаимодействия CO_2 с углеродом кокса, восстанавливает в доменном процессе окислы железа, а непрореагировавшая в печи окись углерода переходит в доменный газ, используемый на металлургических заводах для высокотемпературного нагрева воздуха, вдуваемого в домы, и для других целей. В соответствии с этим, чтобы повысить образование CO в доменном процессе, стремятся увеличить поверхность соприкосновения CO_2 с С и применять доменный кокс (КД) пористостью 50% или выше.

В отличие от доменного процесса в вагранках, кокс используют только в качестве топлива для плавления чугуна. Эндотермический процесс образования СО в результате взаимодействия CO_2 с углеродом кокса в этом случае нежелателен, так как снижает температуру в вагранке. Кроме того, ваграночные газы, в отличие от доменных, обычно не сжигают, а выпускают в атмосферу, вследствие чего образование окиси углерода в процессе плавки чугуна в вагранках обуславливает потери тепла (из-за химической неполноты сгорания топлива) и загрязнение воздушного бассейна токсичной окисью углерода.

Для уменьшения образования окиси углерода в вагранках применяют менее реакционноспособный литейный кокс (КЛ) с пористостью не более 42%.

Механическую прочность кокса устанавливают по испытанию во вращающемся барабане согласно ГОСТу 8929-75. После 100 оборотов барабана, вращающегося со скоростью 25 об/мин, кокс подвергают ситовому анализу и определяют выход крупного кокса с размером кусков более 40 мм (М40) и коксовой мелочи размером менее 10 мм (М10).

ГОСТ 18686-73 регламентирует прочность доменного кокса из донецких каменных углей и содержание в донецком коксе, % (по массе): до 2 серы, до 10,5 золы, до 5 влаги.

Механическая прочность доменного кокса из углей восточных районов регламентируется ГОСТом 13898-68.

Предельная механическая прочность литейного кокса (КЛ) регламентируется ГОСТом 3340-71: I группа — М40=75%, М10=12%; II группа — М40=68%, М10=12%.

Истинная плотность кокса, измельченного до раскрытия наиболее тонких пор, равна 1,8—2 г/см³, она значительно превышает плотность каменного угля. Кажущаяся плотность кокса (с учетом высокой пористости) меньше истинной примерно в 2 раза и меньше кажущейся пористости угля. Насыпная масса кокса равна 400—500 кг/м³. Она возрастает с уменьшением пористости и размера кусков кокса.

Качество металлургического кокса в большой степени зависит от его состава. Крайне отрицательно на качество кокса влияет присутствие фосфора, переходящего в выплавляемый чугун и повышающего его хрупкость в холодном состоянии. Содержание фосфора ухудшает также ударную вязкость стали.

Почти весь фосфор, содержащийся в угле, в процессе коксования переходит в кокс. Поэтому фосфористость кокса обусловлена содержанием фосфора в угле. Кокс из донецких углей содержит около 0,015—0,02% Р. Значительно больше фосфора (0,03—0,05%) в коксе из кузнецких углей.

Весьма важная характеристика доменного и литейного кокса — содержание серы, переходящей в выплавляемый металл и обуславливающей его ломкость при высоких температурах. Во избежание этого при работе на сернистом коксе в доменную печь вводят большее, чем обычно, количество флюсов (CaCO_3 , MgCO_3), химически связывающих серу, содержащуюся в коксе и переводящих ее в шлаки.

Увеличение количества флюсов требует в свою очередь повышения расхода топлива на их плавление. Повышение содержания серы в доменном коксе на 1% обуславливает увеличение расхода флюсов примерно на 15% и кокса на 15—20%. Вследствие этого существенно снижается производительность доменных печей.

При коксовании каменного угля в кокс переходит около 60% серы, содержащейся в угле. Кокс из малосернистых углей Кузнецкого бассейна содержит 0,4—0,5% S, кокс из карагандинских углей 0,7—0,8% S, донецкий кокс 1,7—1,8% S.

Крайне нежелательный компонент кокса — также минеральная масса, образующая золу при сжигании кокса. Повышенная зольность кокса

вызывает увеличение расхода флюсов и топлива, а также снижение производительности печей. Зольность кокса примерно на 30% превышает зольность исходного угля. Зольность кокса из донецких углей около 10%, кузнецкого кокса 11%, карагандинского 13%. Увеличение зольности кокса на 1% обуславливает повышение расхода кокса примерно на 2—2,5%.

В металлургическом коксе содержится обычно от 2 до 5% влаги. Влажность мелкого кокса значительно выше — до 12—15%.

Горючая масса кокса характеризуется примерно следующим составом, %: 96 C^г; 1 S^г; 0,5 H^г; 1,5 O^г; 1 N^г. Низшая теплота сгорания горючей массы кокса 7750 ккал/кг.

При зольности кокса около 10% и влажности 3% состав рабочей массы кокса примерно следующий, %: 83,0 C^р; 1 S^р; 0,5 H^р; 1,5 O^р; 1 N^р; 10 A^р; 3 W^р. Низшая теплота сгорания кокса этого состава равна 6800 ккал/кг; жаропроизводительность около 2200 °С; низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов полного сгорания без избытка воздуха, около 910 ккал/м³; максимальное содержание CO₂+SO₂ в сухих продуктах сгорания (RO_{2max}) около 20,8%.

Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания кокса *B* характеризуется следующими величинами:

Металлургический кокс влажностью 3%	0,97
Коксовый орешек влажностью 10%	0,96
Коксовая мелочь влажностью 15%	0,95

В 1974 г. в СССР произведено около 83 млн. т кокса [4]. Из этого количества около 85% использовано в доменном процессе, 6% — в вагранках, 4% — в цветной металлургии; остальное количество — для производства карбида кальция, газификации и других целей.

Производство кокса связано с крупными капиталовложениями и эксплуатационными расходами. Поэтому большое народнохозяйственное значение имеет замена кокса другими, более дешевыми видами топлива. С развитием газовой промышленности в доменных печах и вагранках в СССР наряду с коксом широко применяют природный газ. Возможна также частичная замена кокса в доменном процессе коксовым газом, мазутом и угольной пылью.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Физическое тепло продуктов сгорания *q* и потери тепла с уходящими газами *q*₂ при сжигании искусственного твердого топлива можно определить по универсальным формулам (VIII.17) и (VIII.19).

Для каменноугольного кокса и близких к нему видов карбонизированного топлива можно пользоваться также более простыми локальными формулами:

$$q=0,01tZ; \quad q_2=0,01 \cdot (t_{y.r}-t_b) Z,$$

используя значения величины *Z*, приведенные в табл. 92

В табл. 93 приведены примерные расчетные эквиваленты для различных видов твердого топлива по отношению к условному топливу с низшей теплотой сгорания 7000 ккал/кг (каменноугольный эквивалент) и к топливу с теплотой сгорания 10 000 ккал/кг (нефтяной эквивалент).

Таблица 92

Значение величины Z для кокса при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z	Содержание в продуктах сгорания RO_2+CO , %	Z
20,0	4,00	16,9	4,65	13,8	5,62	10,7	7,16
19,9	4,01	16,8	4,68	13,7	5,66	10,6	7,23
19,8	4,03	16,7	4,70	13,6	5,70	10,5	7,30
19,7	4,04	16,6	4,73	13,5	5,74	10,4	7,36
19,6	4,06	16,5	4,75	13,4	5,78	10,3	7,43
19,5	4,07	16,4	4,78	13,3	5,82	10,2	7,50
19,4	4,09	16,3	4,80	13,2	5,86	10,1	7,57
19,3	4,11	16,2	4,83	13,1	5,90	10,0	7,64
19,2	4,13	16,1	4,85	13,0	5,95	9,9	7,71
19,1	4,15	16,0	4,88	12,9	6,00	9,8	7,79
19,0	4,17	15,9	4,91	12,8	6,04	9,7	7,86
18,9	4,19	15,8	4,94	12,7	6,08	9,6	7,94
18,8	4,21	15,7	4,97	12,6	6,13	9,5	8,03
18,7	4,23	15,6	5,00	12,5	6,17	9,4	8,12
18,6	4,25	15,5	5,03	12,4	6,22	9,3	8,21
18,5	4,27	15,4	5,06	12,3	6,26	9,2	8,30
18,4	4,29	15,3	5,09	12,2	6,31	9,1	8,40
18,3	4,31	15,2	5,12	12,1	6,35	9,0	8,50
18,2	4,33	15,1	5,15	12,0	6,40	8,9	8,60
18,1	4,35	15,0	5,19	11,9	6,46	8,8	8,70
18,0	4,38	14,9	5,22	11,8	6,52	8,7	8,80
17,9	4,40	14,8	5,26	11,7	6,58	8,6	8,90
17,8	4,43	14,7	5,30	11,6	6,64	8,5	9,00
17,7	4,45	14,6	5,33	11,5	6,70	8,4	9,10
17,6	4,48	14,5	5,36	11,4	6,75	8,3	9,20
17,5	4,50	14,4	5,40	11,3	6,80	8,2	9,30
17,4	4,53	14,3	5,43	11,2	6,86	8,1	9,40
17,3	4,55	14,2	5,47	11,1	6,92	8,0	9,50
17,2	4,58	14,1	5,50	11,0	6,98		
17,1	4,60	14,0	5,54	10,9	7,04		
17,0	4,63	13,9	5,58	10,8	7,10		

Таблица 93

Расчетные эквиваленты для различных видов твердого топлива

Топливо	Содержание зола, %	Содержание влаги, %	Эквиваленты	
			угольный	нефтяной
Дрова	1	30	0,42	0,29
	1	40	0,35	0,25
Торф	18	30	0,44	0,30
	7	40	0,36	0,25
	6	50	0,30	0,20
Брикеты торфяные	10	10	0,58	0,41

Таблица 93 (окончание)

Топливо	Содержание зола, %	Содержание влаги, %	Эквиваленты	
			угольный	нефтяной
Бурый уголь				
днепровский	12	55	0,26	0,18
подмосковный	23	33	0,36	0,25
кивдинский	13	37	0,40	0,28
райчихинский	8	39	0,43	0,30
ангренский	10	36	0,47	0,34
нтатский ¹	7	40	0,43	0,30
назаровский ¹	7	39	0,44	0,31
абанский ¹	8	33	0,50	0,35
барандатский ¹	4	37	0,51	0,36
ирша-бородинский ¹	6	33	0,53	0,38
челябинский	28	17	0,50	0,35
чериовский	8	34	0,54	0,38
сулюктинский	12	22	0,63	0,44
Каменный уголь				
донецкий				
длиннопламенный	15	13	0,74	0,52
газовый	17	7	0,83	0,58
жириный	19	5	0,87	0,61
кокосовый	18	5	0,90	0,63
отощенный-спекающийся	19	5	0,92	0,64
тощий	17	5	0,92	0,64
печорский				
нитинский	25	11	0,63	0,44
воркутинский	18	5	0,87	0,61
кнзеловский	26	5	0,74	0,52
карагандинский	24	7	0,79	0,55
экибастузский	20	8	0,81	0,57
кузнецкий				
длиннопламенный	8	11	0,86	0,60
газовый	9	8	0,92	0,64
жириный	19	6	0,87	0,61
кокосовый	12	7	0,92	0,64
отощенный-спекающийся	13	7	0,90	0,63
слабоспекающийся	11	5	0,97	0,68
тощий	15	7	0,94	0,66
черногорский	11	14	0,79	0,55
черемховский	20	13	0,72	0,50
чульмаканский ²	24	5	0,82	0,57
иерюнгрийский ²	10	6	0,91	0,64
Антрацит				
плитный и крупный	6	4	1,04	0,73
мелкий и семечко	13	5	0,93	0,65
рядовой со штыбом	17	6	0,87	0,61
штыб	17	7	0,86	0,60
Кокс	10	3	0,97	0,68
Древесный уголь	2	6	1,07	0,75
Сланцы				
эстонские	39	13	0,38	0,26
ленинградские	46	12	0,31	0,21
озинские	50	21	0,20	0,14
савельевские	49	20	0,20	0,14
кашпирские	51	17	0,18	0,13

¹ Угли Канско-Ачинского бассейна.² Угли Якутского бассейна.

Глава XIX

НЕФТЬ

Ископаемым жидким топливом является сырая нефть. В отличие от других видов естественного топлива, сырую нефть редко используют непосредственно в качестве горючего. Обычно перед использованием ее очищают и перерабатывают.

На нефтеперерабатывающих заводах из нефти получают различные виды жидкого топлива, имеющие первостепенное народнохозяйственное значение, а также смазочные масла и другие продукты.

Значительно в меньшем масштабе по сравнению с нефтяным топливом в технике используют искусственное жидкое горючее, получаемое из сланцев, углей и других видов твердого топлива.

РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Нефть, просачивающаяся из недр земли на поверхность, известна с глубокой древности. Ее издавна применяли при лечении кожных заболеваний, для смазки, освещения и приготовления зажигательных смесей («греческий огонь»).

Геродот, Гиппократ и Аристотель упоминают о нефти еще до нашей эры. Арабский историк Истархис отмечал, что в VIII в. нашей эры в районе Баку для отопления использовали землю, пропитанную нефтью. Однако широкое развитие нефтяной промышленности началось гораздо позже — лишь с шестидесятых годов прошлого столетия [19, 110—115].

Нефть состоит в основном из углеводородов. Это маслянистая густая жидкость большей частью коричневатого или черного цвета, хотя встречаются и более светлые виды нефти, вплоть до белой (сураханская белая нефть).

Академик И. М. Губкин [109] отмечает, что светлая нефть легче темной, и приводит следующие примерные значения плотности нефти различного цвета:

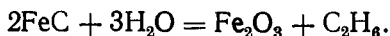
Белая	0,763	Вишнево-красная	0,802—0,840
Желтая	0,777—0,798	Коричневая	0,798—0,967
Интенсивно-желтая	0,792—0,820		

Темно-коричневая или черная окраска нефти обусловлена содержанием в ней большого количества смолистых, углистых и асфальтообразующих веществ.

Происхождение нефти до настоящего времени спорно. Наибольшим признанием пользуется теория органического происхождения, согласно которой нефть подобно другим каустобиолитам образовалась из отмерших остатков растений и животных. При этом, по мнению академика

И. М. Губкина, нефть появлялась не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в районах древних мелководных морей. И. М. Губкин отмечает большую роль биохимических процессов и давления (500—1000 ат) в пластах, которые потом превратились в нефтеносные горизонты [109].

В противоположность этому, Д. И. Менделеев [114] считал, что нефть образовалась не из органических веществ, а при взаимодействии карбида железа с водяным паром. Схематически этот процесс можно описать уравнением



Несмотря на то, что в лабораторных условиях при взаимодействии карбидов с водяным паром были получены соединения, близкие по своему составу к углеводородам нефти, теория неорганического происхождения нефти, равно как и теории, сочетающие неорганическое и органическое происхождение нефти, в настоящее время менее признана, чем теория органического происхождения.

Название «нефть» происходит, по-видимому, от индийского слова «нафата». В прошлом столетии нефть называли «горным маслом», «земляным дегтем», «ископаемой жидкой смолой», «нефтяным маслом», «каменным маслом» [109].

Для добывания нефти первоначально рыли колодцы. Первая нефтяная скважина была пробурена в Баку на Биби-Эйбате в 1848 г. инженером горного ведомства Семеновым. Однако развиваться добыча нефти в районе Баку стала лишь 20 лет спустя.

В 1859 г. полковник Дрейк пробурил нефтяную скважину в Пенсильвании (США), применив метод, используемый при бурении артезианских скважин [114]. В 1861 г. одна из буровых скважин дала фонтан нефти с суточным дебитом около 300 т.

В 1865 г. мировая добыча нефти составила около 300 тыс. т, в 1875 г. — 1,5 млн. т, в 1885 г. — 4,5 млн. т, в 1895 г. — 14 млн. т и в 1900 г. — около 20 млн. т (25 млн. т у. т.). При этом доля нефти в мировом топливном балансе не превышала 3%.

В текущем столетии добыча нефти возросла примерно в 150 раз, а доля нефти в мировом топливном балансе достигла в 1974 г. 42% [4].

Рост добычи нефти и увеличение ее доли в мировом топливном балансе показаны в табл. 10. В табл. 94 приведены округленные данные по увеличению добычи нефти в СССР.

Таблица 94

Добыча нефти в России и в СССР, млн. т [4]

Год	Добыча нефти	Год	Добыча нефти	Год	Добыча нефти	Год	Добыча нефти
1865	0,01	1913	9,2	1946	21,7	1964	224
1870	0,03	1917	8,8	1949	33,4	1965	243
1875	0,08	1921	3,8	1950	37,9	1966	265
1880	0,35	1925	7,1	1955	70,8	1967	288
1885	1,9	1928	11,6	1956	83,8	1968	309
1890	4,0	1929	13,7	1958	113,2	1969	328
1895	6,3	1932	21,4	1959	129,6	1970	353
1901	11,5	1933	21,5	1960	147,9	1971	377
1904	10,8	1937	28,6	1961	166,1	1972	400
1907	8,7	1940	31,1	1962	186,2	1973	429
1910	9,6	1945	19,4	1963	206	1974	459
						1975	491

Увеличение добычи нефти неоднократно вызывало опасения по поводу быстрого истощения ее запасов и высказывания о необходимости сдерживать добычу нефти.

Д. И. Менделеев еще в 1886 г., отвечая нефтепромышленнику Л. Э. Нобелю, ратовавшему за сохранение залежей нефти, писал, что эта мысль ему чужда и что «пускай как можно больше выводят, и как можно скорей, на свет божий то, что в недрах земли находится, на продажу и на выгоду России». Призывая к увеличению добычи нефти, Менделеев вместе с тем многократно энергично подчеркивал настоятельную необходимость борьбы с «плохой утилизацией» жидкого топлива и тем более недопустимость сжигания без использования «отходов», получаемых при переработке нефти, «как практиковалось и теперь практикуется в Баку» [116].

Возвращаясь к этому вопросу, Д. И. Менделеев отмечал: «Беречь в земле на будущие века бакинскую нефть, как советовали, нерасчетливо» [117].

В 1925 г. были опубликованы подсчеты Л. К. Рамзина, согласно которым мировые запасы нефти должны были быть полностью исчерпаны в течение 22 лет, т. е. к 1947 г. [118].

Лауреат Нобелевской премии Д. Томсон писал: «Когда я был еще ребенком, в популярных научных работах с ужасом говорили о том дне, когда будут исчерпаны все запасы угля и нефти (тогда этот день почему-то казался ближе, чем сейчас)» [119].

Многочисленные прогнозы о скором истощении запасов нефти не оправдались. Несмотря на быстрый рост добычи нефти, ресурсы жидкого топлива не уменьшаются, а возрастают с каждым годом благодаря разведке новых нефтяных месторождений [120, 121].

Таким образом, нет оснований для сдерживания добычи нефти. Наоборот, необходимо всемерно развивать нефтяную промышленность, добываясь максимального извлечения нефти из разрабатываемых месторождений и эффективного использования жидкого топлива в народном хозяйстве.

Большие ресурсы битумов, близких по составу к нефти, содержатся в битуминозных песках и сланцах. По-видимому, ресурсы углеводородного топлива в битуминозных песках примерно вдвое превышают запасы всех месторождений сырой нефти.

Более ста лет тому назад, в 1865 г., в России добывалось около 10 000 т нефти — примерно в 20 раз меньше, чем в США. В 1893 г. в России было добыто уже столько же нефти, сколько ее добывалось в США [110].

Поразительным назвал В. И. Ленин рост добычи нефти на Кавказе в книге «Развитие капитализма в России», опубликованной в 1899 г.¹

В конце прошлого столетия Россия заняла первое место в мире по добыче нефти. Однако в дальнейшем нефтепромышленники в погоне за высокими ценами на нефтепродукты стали сдерживать добычу нефти в стране.

Максимальное количество нефти 11,5 млн. т в дореволюционной России было добыто в 1901 г. В 1913 г. добыча нефти снизилась до 9,2 млн. т.

Об искусственной задержке производительности скважин и заводов писал в 1913 г. В. И. Ленин в статье «О нефтяном голоде»².

Нефть добывали в то время почти исключительно на Кавказе, в районе Баку и в Грозном. В 1917 г. 70% вложений в нефтяную промышленность принадлежали английскому, французскому и американскому капиталу.

¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 3, с. 491.

² Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 23, с. 32.

В годы гражданской войны и интервенции добыча нефти снизилась еще больше и в 1921 г. составила лишь 3,8 млн. т.

20 июня 1918 г. нефтяная промышленность была национализирована. В 1928 г. добыча нефти достигла 11,6 млн. т и превысила максимальный уровень добычи жидкого топлива в стране в 1901 г.

Д. И. Менделеев еще в прошлом столетии неоднократно указывал, что «кроме Кавказа, нашли нефть в Самарской губернии, на Печоре, в Кокане и в Сибири» [114, с. 70].

«Открыли нефть и на Печоре, и в Самарской губернии, и в Сибири западной и восточной, и в нескольких местностях новых азиатских владений, и во многих окрестностях Кавказа, — пусть же одни места истощатся, найдутся другие; если эксплуатация бакинской местности усилится, будут и люди, и средства, и охота для работы в других местностях» [114, с. 221].

Однако добыча нефти еще долгие годы продолжала осуществляться в основном только на Кавказе.

В 1929 г. нефть была обнаружена в Верхне-Чусовских Городках, а в 1932 г. было открыто Ишимбаевское месторождение нефти в Башкирской АССР.

В 1939 г. XVIII съезд КПСС утвердил третий пятилетний план развития народного хозяйства СССР, в котором предусматривалось создать в районе между Волгой и Уралом новую нефтяную базу — «Второе Баку». Программу нефтедобычи и нефтепереработки обеспечить быстрым развитием геологоразведочных работ и внедрением высокой техники во всех отраслях нефтяной промышленности.

В 1940 г. добыча нефти в СССР превысила 31 млн. т. Из этого количества 6%, т. е. около 2 млн. т, было добыто в Поволжье и на Урале, а в 1960 г. доля нефти, добываемой во «Втором Баку», достигла 70% и составила около 90 млн. т. В 1966 г. в этом районе было добыто около 185 млн. т нефти.

В программе, принятой XXII съездом КПСС в 1961 г., сказано: «Будет последовательно проводиться линия на преимущественное развитие добычи нефти и газа с возрастающим их использованием как сырья для химических производств».

Месторождения нефти разведаны в Тюменской области. Центральный Комитет КПСС и Совет Министров СССР признали важнейшей народнохозяйственной задачей создание в ближайшие годы в Западной Сибири новой крупной нефтедобывающей базы страны и обеспечение добычи нефти в этом районе в 1975 г. в количестве 100—120 млн. т и в 1980 г. 230—260 млн. т.

В 1930 г. себестоимость нефти была выше себестоимости угля. Однако в дальнейшем вследствие открытия месторождений нефти в Башкирской и Татарской АССР и применения прогрессивных методов добычи жидкого топлива себестоимость нефти стала ниже себестоимости угля.

В связи с этим осуществляемое в стране опережающее развитие нефтяной промышленности дает большой народнохозяйственный эффект.

В 1945 г. доля нефти в топливном балансе СССР соответствовала 15%, в 1960 г. она превысила 30%, а в 1974 г. достигла 44%. В 1975 г. добыча нефти и газового конденсата в стране составила 491 млн. т (в 53 раза больше, чем в 1913 г., в 16 раз больше чем в 1940 г., и почти в 1,4 раза больше, чем в 1970 г.). Средний прирост добычи нефти в 1965—1975 гг. составил около 25 млн. т в год.

В директивах XXIV съезда КПСС было предусмотрено довести в 1975 г. добычу нефти до 480—500 млн. т.

В 1975 г. в стране было добыто 491 млн. т нефти, включая газовый конденсат, в том числе 148 млн. т в Западной Сибири [122, 123].

Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы предусмотрено довести к 1980 г. добычу нефти в стране до 620—640 млн. т, включая газовый конденсат, т. е. увеличить добычу нефти за пятилетку на 129—149 млн. т или на 26—30% [8, 9]. По уточненным данным, прирост составит 149,2 млн. т [239].

Весь намечаемый прирост нефти будет обеспечен за счет развития ее добычи в восточных районах страны.

Намечено ускорить ввод в эксплуатацию новых нефтяных месторождений, широко использовать при строительстве объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти блочно-комплексные установки заводского изготовления.

Предусмотрено улучшение использования природных ресурсов нефти, повышение нефтеотдачи пластов, осуществление научных исследований и опытно-промышленных работ по извлечению нефти из битуминозных пород.

Указано продолжить техническое перевооружение отрасли, комплексную автоматизацию технологических процессов и внедрение автоматизированных систем управления на нефтяных промыслах с доведением к концу пятилетки добычи нефти на этих промыслах не менее чем до 85% общего объема ее добычи.

Будет увеличено производство высокооктанового бензина, малосернистых дизельных и авиационных видов топлива, обеспечена глубокая переработка нефти.

Производительность труда в нефтяной промышленности намечено повысить на 28—30%, а в нефтеперерабатывающей — на 39—41% [9].

ДОБЫЧА НЕФТИ

Нефть залегает в земной коре, заполняя пустоты горных пород, пропитывая эти породы, как вода губку. Главнейшими нефтяными и подземными хранилищами являются пески, рыхлые песчаники, ноздреватые и пористые известняки и доломиты. Для сохранения нефти в этих породах необходимо, чтобы они были перекрыты непроницаемым для нефти глиняным покровом [109].

Схема нефтяного месторождения показана на рис. 15. Черным цветом отмечены слои песка или другие пористые породы, насыщенные нефтью. Поровое пространство залежи над нефтью заполнено сопутствующими нефти углеводородными газами, образующими «газовую шапку» месторождения. Ниже нефти расположен слой пористой породы, пропитанный водой («подошвенная вода»). Выход нефти из месторождения вверх перекрыт куполом глины или другой непроницаемой для нефти породы, а выход вниз — подошвенной водой.

Нефтяные месторождения залегают на различной глубине. Первоначально эксплуатировались месторождения с глубиной залегания нефти лишь в несколько десятков метров, а разведанные и эксплуатируемые в последние годы мощные месторождения нефти расположены на глубине нескольких километров.

С увеличением глубины залегания нефти повышается давление в нефтяной залежи и возрастает количество углеводородных газов, растворенных в нефти.

Для разведки нефтяных месторождений применяют ряд геофизических и геохимических методов и широко осуществляют разведочное бурение. Это отражено в специальной литературе. Здесь отметим лишь, что затраты, связанные с разведкой нефтяных месторождений, составляют заметную часть капиталовложений, привлекаемых для развития нефтяной промышленности.

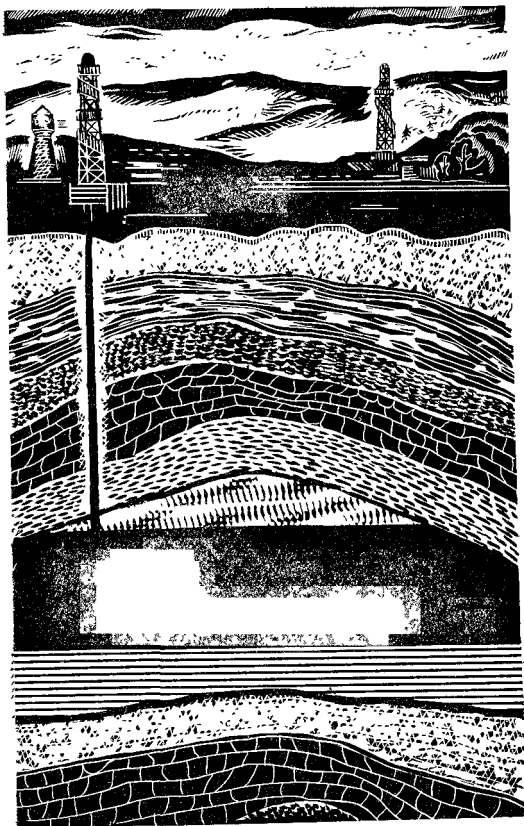


Рис 15 Схема нефтяной залежи

Нефтяные скважины первоначально выдавливали малоэффективным ударным методом с помощью тяжелого долота. Затем стали применять роторное (вращательное) бурение, при котором долото, находящееся в забое, вращается от двигателя, установленного на поверхности. Двигатель приводит во вращение долото при помощи промежуточных механизмов и колонны бурильных труб.

Роторное бурение — более прогрессивно по сравнению с ударным, однако также имеет недостатки, обусловленные необходимостью вращать длинную колонну бурильных труб.

В 1924 г. инженер М. А. Капелюшников, впоследствии член-корреспондент Академии наук СССР, совместно с инженерами С. М. Волохом и Н. А. Корнеевым предложил для бурения скважин использовать турбину, укрепляемую на нижнем конце бурильных труб и вращающую долото.

При этом методе колонна бурильных труб неподвижна, а вал турбины с долотом приводится во вращение напором воды или глинистого раствора — промывочной жидкости, охлаждающей долото и выносящей на поверхность выбуренную породу.

В дальнейшем инженеры М. Т. Гусман, Р. А. Иоанесян, Э. И. Тагиев, П. П. Шумилов разработали и внедрили прогрессивные многоступенчатые турбобуры, получившие широкое применение в нефтяной промышленности.

Вслед за турбобурами для бурения стали применять также электробуры с двигателями, установленными у забоя скважины, в нижней части бурильной колонны труб.

Применение новых прогрессивных методов позволило в несколько раз ускорить бурение скважин, снизить стоимость бурения и благодаря этому уменьшить себестоимость нефти [124]. Большую роль в снижении стоимости жидкого топлива сыграли новые методы добычи нефти, введенные в огромном масштабе на крупных месторождениях.

Наиболее дешевый способ добычи нефти — фонтанный, при котором нефть подается на поверхность вследствие давления в пласте и поступает в герметизированную систему сбора. Однако по мере отбора нефти и нефтепромыслового газа давление в пласте снижается настолько, что нефть перестает подыматься на поверхность. Чтобы продолжить добычу, приходится осуществлять более сложную механизированную эксплуатацию с применением компрессоров или глубинных насосов [125, 126].

Схема компрессорного метода добычи нефти посредством нагнетания сжатого нефтепромыслового газа («газлифт») показана на рис. 16.

При подаче по внешней трубе газа или сжатого воздуха по подъемной трубе на поверхность поступает нефть с воздухом.

Компрессорная добыча нефти в СССР была широко распространена до 1950 г. Однако вследствие большого расхода энергии, обусловленного низким КПД газлифта, этот способ теперь применяют мало. Возможно, что эффективность метода удастся значительно повысить с разработкой новых устройств, позволяющих поднимать нефть при нагнетании меньшего объема воздуха или газа.

При необходимости механизированной эксплуатации нефтяных месторождений в настоящее время обычно устанавливают в скважинах поршневые насосы, видоизмененные для работы на больших глубинах.

Насосная эксплуатация, связанная с использованием дополнительного оборудования, расходом электроэнергии и большой затратой труда на обслуживание установок, обходится значительно дороже фонтанной добычи нефти.

К тому же и с помощью насосов не удается длительное время поддерживать производительность скважин на достаточно высоком уровне. По мере увеличения отбора нефти и газа и понижения давления в пласте уменьшается приток нефти к устью скважин, снижается уровень нефти в скважинах, падает их производительность.

Чтобы извлечь из месторождения большую часть содержащейся в нем нефти, приходится бурить много скважин на небольшом расстоянии одну от другой.

Сооружение скважины глубиной в несколько километров обходится примерно в 100 000 руб. и более.

Необходимость бурения и обустройства большого числа скважин и сложность их эксплуатации при насосной добыче нефти сильно удоро-

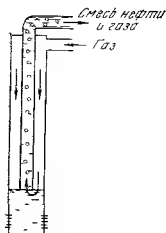


Рис. 16. Схема газлифта

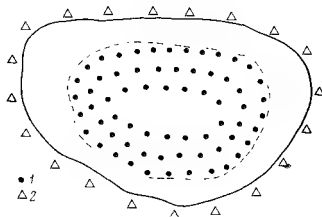


Рис. 17. Схема законтурного заводнения

жают стоимость топлива. К тому же при насосной эксплуатации скважин после «истощения» залежи в пласте остается от 60 до 80% первоначальных запасов нефти. Это резко уменьшает ресурсы жидкого топлива и приводит к удорожанию нефти, так как капиталовложения на разведку нефтяных месторождений, бурение скважин и обустройство промыслов используются не в полной мере.

Коренное изменение методов добычи нефти, позволившее увеличить ее отбор из пластов и вместе с тем резко уменьшить число скважин, было достигнуто внешним воздействием на пласт с целью поддержания давления, требуемого для фонтанной добычи.

Для поддержания давления в пластах нагнетают воздух, газ или воду. Особенно широко распространено поддержание пластового давления нагнетанием воды в законтурную часть месторождения.

Для этого по внешнему контуру месторождения бурят эксплуатационные скважины 1 (рис. 17). За нефтяным контуром бурят ряд скважин 2, по которым в пласт нагнетают воду.

Процесс законтурного заводнения (рис. 18) успешно осуществляли начиная с 1948 г. на Туймазинском месторождении в Башкирской АССР, а затем был широко внедрен на других месторождениях. В процессе законтурного заводнения нагнетают 1,7—2,0 т воды на 1 т добываемой нефти.

Метод заводнения применяют на 200 нефтяных месторождениях, на долю которых приходится около 80% добываемой в стране нефти. При эксплуатации нефтяных месторождений без принудительного воздействия на пласт удастся извлечь лишь 20—30% геологических запасов нефти. При поддержании пластового давления доля извлекаемой нефти повышется примерно до 50%. В соответствии с этим средний коэффициент нефтеотдачи в 1974 г. оценивается в 41—44%. Это превышает коэффициент нефтеотдачи в США, составляющий около 35%, однако недостаточно высок. При добавке к нагнетаемой воде поверхностно-активных веществ, повышающих нефтевымывающие свойства закачиваемой воды, можно повысить извлечение вязкой нефти примерно на 5%. При закачке в пласт водных растворов CO_2 нефтеотдачу можно увеличить на 8—10% [127].

Значительный рост нефтеотдачи может быть достигнут при закачке в пласт попутного нефтяного газа. Для этого необходимо оснащение нефтяной промышленности компрессорами, нагнетающими газ под давлением порядка 200 кгс/см².

При сжигании 1 м³ нефтепромыслового газа получают около 15 м³ продуктов сгорания. Значительный интерес представляет применение на нефтепромыслах в качестве топлива неиспользуемого пока пол-

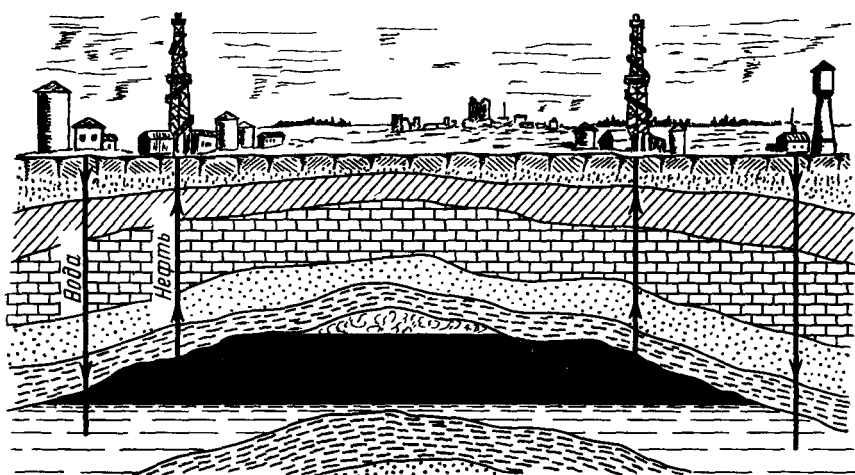


Рис. 18. Схема заводнения

ностью попутного нефтяного газа с последующим нагнетанием в пласт продуктов сгорания, содержащих CO_2 .

Важное значение имеют также тепловые методы воздействия на пласт. Их можно применять, нагнетая пар или осуществляя внутрипластовое горение нефти. Для добычи весьма вязкой нефти применяют шахтный метод. По этому методу добыто около 8 млн. т нефти Ярегского месторождения в Коми АССР. Перспективна шахтная разработка старых месторождений нефти на Кавказе.

Крупные месторождения нефти и природного газа разведаны за последние 10—15 лет на шельфах морей и океанов. Созданы морские нефтяные и газовые промыслы.

В 1960 г. нефть и газ на морских промыслах добывали 7 стран, а в 1974 г. — 28 стран. 70 стран ведут разведку углеводородного топлива на морских шельфах.

Около 20% добываемой нефти приходится на морские месторождения, а к 1980 г. доля нефти, добываемой на морских промыслах, по-видимому, достигнет 30%. По некоторым прогнозам в океанах будет открыто больше ресурсов нефти, чем на суше.

В СССР на морских промыслах южного Каспия в 1972 г. было добыто 12 млн. т нефти, больше, чем было добыто в России в 1913 г. Морские нефтепромыслы оснащаются мощными плавучими кранами

Таблица 95

Экспорт нефти и нефтепродуктов из СССР [4]

Год	Экспорт, млн. т		Год	Экспорт, млн. т	
	нефти	нефтепродуктов		нефти	нефтепродуктов
1913	0,0	1,0	1970	66,8	29,0
1938	0,2	1,2	1971	74,8	30,3
1960	17,8	15,4	1972	76,2	30,8
1965	43,4	21,0	1973	85,3	33,0
			1974	80,6	35,6

для монтажа «стальных островов» и судами трубоукладчиками для соединения промыслов с нефтеперерабатывающими заводами.

Применение прогрессивных методов разведки, бурения скважин и эксплуатации нефтяных месторождений позволило повысить производительность труда в несколько раз и снизить себестоимость жидкого топлива. С увеличением количества добываемой нефти расширился экспорт нефти и нефтепродуктов в страны СЭВ и другие государства (табл. 95).

СОСТАВ НЕФТИ

Нефть состоит из углеводородов различных гомологических рядов и из «углеводородных компонентов», содержащих в своем составе, помимо углерода и водорода, атомы других элементов — кислорода, серы и азота.

Углеводороды, входящие в состав нефти, принадлежат к числу алканов, цикланов и ароматических углеводородов. При этом в нефти широко представлены углеводороды смешанного, или гибридного, строения, например парафино-циклановые.

Содержащиеся в нефти алканы состоят в основном из жидких при комнатной температуре (20°C) и нормальном давлении компонентов: от пентана (C_5H_{12}) с температурой кипения около 36°C до гексадекана ($\text{C}_{16}\text{H}_{34}$) с температурой кипения 287°C .

В жидких углеводородах нефти растворены более легкие газообразные алканы — от метана (CH_4) до бутана (C_4H_{10}) — и более тяжелые твердые алканы — от гептадекана ($\text{C}_{17}\text{H}_{36}$) с температурой плавления 22°C до гексаконтана $\text{C}_{60}\text{H}_{122}$ с температурой плавления 102°C [109].

С увеличением молекулярной массы алканов снижается теплота сгорания 1 кг углеводорода, а жаропроизводительность несколько возрастает.

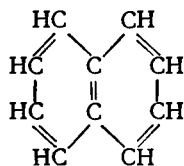
В сырой нефти практически нет термодинамически малоустойчивых непредельных углеводородов — алкенов.

В отличие от сырой нефти, в нефтяных дистиллятах, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах, содержится значительное количество алкенов, образующихся в процессе термической переработки нефти.

Содержащиеся в нефти насыщенные циклические углеводороды цикланы, или нефтены, общей формулы C_nH_{2n} , состоят из циклопентана C_5H_{10} , циклогексана C_6H_{12} и их гомологов. Цикланы являются наряду с алканами важнейшими компонентами низкокипящих фракций бакинской и некоторых других нефтей [128].

В нефти содержатся ароматические углеводороды различной молекулярной массы. Ароматические углеводороды, входящие в состав бензина, представлены бензолом и его гомологами.

Среди ароматических углеводородов, входящих в состав керосина, также доминируют бензол и его гомологи. Однако наряду с ними появляются ароматические углеводороды более сложного строения, содержащие конденсированную систему из двух бензольных колец. К числу этих углеводородов принадлежат нефталины C_{10}H_8 и его гомологи. Формула нафталина



В более тяжелых фракциях нефти содержатся ароматические углеводороды с конденсированной системой, состоящей из трех, четырех, пяти и более колец.

Углеводороды гибридного строения. Высокомолекулярные углеводороды в значительной степени состоят из смешанных парафино-циклановых или еще более сложных соединений, в состав которых входят парафиновые цепочки, кольца цикланов, бензольные и нафталиновые ядра. Молекулярная масса таких углеводородов достигает 700—800 [129].

Содержание высокомолекулярных углеводородов смешанного строения в сырой нефти некоторых месторождений весьма значительно.

Теплотехнические характеристики углеводородов нефти. С увеличением молекулярной массы углеводородов, естественно, возрастает их молярная теплота сгорания, а также теплота сгорания 1 м³ углеводородов в парообразном состоянии.

Влияние на теплоту сгорания углеводородов характера связей между атомами углерода рассмотрено в гл. II.

Несмотря на меньшую высоту энергетического барьера, преодолеваемого при разрыве двойных и тройных связей между атомами углерода в молекуле, теплота сгорания моля алканов больше, чем алкенов, вследствие большего числа атомов водорода (табл. 96).

Таблица 96

Массовая и объемная теплота сгорания углеводородов

Углеводород	Молекулярная масса	Теплота сгорания	
		ккал/м ³	ккал/моль
Этан C ₂ H ₆	30,07	15 230	341 400
Этен C ₂ H ₄	28,05	14 110	316 300
Этин C ₂ H ₂	26,04	13 390	300 000

Иная картина наблюдается при сопоставлении низшей теплоты сгорания 1 кг углеводородов. При делении молярной теплоты сгорания углеводорода на его молекулярную массу получим:

для этана $341\,400 : 30,07 = 11\,350$ ккал/кг;

для этена $316\,300 : 28,05 = 11\,280$ ккал/кг;

для этина $300\,000 : 26,04 = 11\,500$ ккал/кг.

Значения теплоты сгорания 1 кг углеводородов алифатического строения различных гомологических рядов (алканов, алкенов и алкинов) с равным числом атомов углерода весьма близки между собой. С увеличением молекулярной массы и числа групп CH₂ в молекуле теплота сгорания углеводородов рассматриваемых гомологических рядов несколько снижается, приближаясь к теплоте сгорания цикланов, т. е. углеводородов, состоящих только из групп CH₂.

Теплота сгорания 1 кг ароматических углеводородов, особенно первых членов гомологического ряда, значительно ниже, чем других углеводородов, вследствие малого процентного содержания водорода, не компенсируемого наличием легко разрываемой тройной связи, как это имеет место у алкинов.

С увеличением молекулярной массы ароматических углеводородов и увеличением числа групп CH₂ их теплота сгорания повышается.

Неуглеводородные компоненты нефти. Помимо углеводородов, т. е. соединений, состоящих только из углерода и водорода, в состав нефти входят различные органические вещества, содержащие наряду с углеродом и водородом также кислород, серу и азот.

К числу кислородсодержащих соединений нефти принадлежат нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены.

Нафтеновые кислоты. Эти кислоты представляют собой производные насыщенных нафтеновых углеводородов (цикланов), преимущественно

гомологов циклопентана. Отличием нафтеновой кислоты от соответствующего ей циклического углеводорода является замещение атома водорода типичной для органических кислот карбоксильной группой COOH .

Общая формула цикланов C_nH_{2n} , а нафтеновых кислот $\text{C}_n\text{H}_{2n-4}\text{COOH}$. В нафтеновой кислоте $\text{C}_{10}\text{H}_{16}\text{COOH}$ содержание кислорода составляет около 25% (по массе). В более высокомолекулярных нафтеновых кислотах содержание кислорода несколько ниже.

Содержание нафтеновых кислот в сырой нефти обычно не превышает 1—3%.

При очистке нефтяных дистиллятов от нафтеновых кислот обработкой щелочью получают в виде отхода натриевые соли нафтеновых кислот (мылонафт), обладающие моющей способностью и используемые в мыловаренной промышленности.

Нефтяные смолы. В сырой нефти различных месторождений содержатся нефтяные смолы. Обширные исследования состава нефтяных смол проведены проф. Н. И. Черножуковым [130] и академиком Туркменской Академии наук С. Р. Сергиенко [129].

Нефтяные смолы представляют собой сложные органические соединения темного цвета, содержащие, помимо углерода и водорода, кислород и серу. В некоторые смолы входит также азот. Углеводородный скелет молекул нефтяных смол содержит конденсированные ароматические системы. Молекулярная масса нефтяных смол обычно колеблется от 600 до 1200; плотность — более единицы.

В табл. 97 приведен состав нефтяных смол по С. Р. Сергиенко. Усредненный состав смол соответствует содержанию 83,2% С; 10,0% Н; 4,0% О; 2,5% S и 0,3% N.

Таблица 97

Состав нефтяных смол

Нефть	Молекулярная масса	Элементарный состав, %					Эмпирическая формула
		С	Н	S	N	О	
Норийская	459	86,48	9,13	0,84	0	3,55	$\text{C}_{33}\text{H}_{41}\text{S}_{0,1}\text{O}_{1,3}$
Ильская	574	82,83	10,28	1,24	0,35	5,30	$\text{C}_{40}\text{H}_{58}\text{S}_{0,1}\text{O}_{1,6}$
Небитдагская	587	81,22	10,46	2,25	0	6,07	$\text{C}_{40}\text{H}_{61}\text{S}_{0,4}\text{O}_{1,9}$
Гюргянская	595	84,06	10,25	1,90	1,72	2,07	$\text{C}_{48}\text{H}_{61}\text{S}_{0,3}\text{N}_{0,7}\text{O}_{0,8}$
Бавлинская	620	82,37	10,19	2,73	0,57	4,14	$\text{C}_{42}\text{H}_{63}\text{S}_{0,2}\text{N}_{0,6}\text{O}_{1,6}$
Ромашкинская	736	79,03	8,90	4,95	0	7,12	$\text{C}_{48}\text{H}_{65}\text{S}_{1,1}\text{O}_{3,2}$
Туймазинская	776	80,90	9,90	4,67	0	4,53	$\text{C}_{52}\text{H}_{76}\text{S}_{1,1}\text{O}_{2,2}$
Сагайдакская	833	86,15	10,31	1,41	0	2,13	$\text{C}_{60}\text{H}_{86}\text{S}_{0,3}\text{O}_{1,1}$
Битковская	924	85,22	10,68	2,14	0	1,96	$\text{C}_{66}\text{H}_{99}\text{S}_{0,6}\text{O}_{1,1}$

Вышая теплота сгорания смолы такого состава около 9700 ккал/кг, низшая 9150 ккал/кг.

Содержание кислорода, серы и азота значительно снижает теплоту сгорания нефтяных смол по сравнению с углеводородами.

В процессе переработки нефти смолы концентрируются в мазуте. При этом в процессе глубокой переработки нефти состав смол может изменяться.

В литературе приведен следующий состав смолы, выделенной из крекинг-мазута: 84,8% С; 8,4% Н, 2,5% S; 4,3% О [131]. Низшая теплота сгорания нефтяной смолы данного состава около 8900 ккал/кг.

Нефтяные асфальтены. Асфальтены — твердые аморфные вещества темно-бурого или черного цвета, содержатся в нефти в виде истинных или коллоидных растворов.

Асфальтены близки по своему строению к нефтяным смолам, но отличаются от них большой молекулярной массой (1500—3000), меньшим содержанием водорода и более низкой теплотой сгорания.

В табл. 98 приведен состав асфальтенов, выделенных из нефтей Советского Союза [129].

Таблица 98

Состав нефтяных асфальтенов

Нефть	Элементарный состав, %					Отношение содержания водорода в асфальтенах и смолах
	C	H	S	N	O	
Норийская	83,04	7,44	0,56	0	8,96	0,82
Ильская	83,70	8,38	1,33	0,91	5,68	0,82
Небитдагская	86,36	8,50	1,13	1,45	2,56	0,81
Бавлинская	83,50	7,76	3,78	1,15	3,81	0,75
Ромашкинская	83,66	7,87	4,52	1,19	2,76	0,88
Туймазинская	84,40	7,87	4,45	1,24	2,04	0,80
Сагайдакская	85,52	9,37	1,38	0	3,73	0,91
Битковская	85,87	8,49	1,65	0	3,99	0,79

Сопоставление составов нефтяных смол и асфальтенов (табл. 97 и 98), выделенных из тех же нефтей, позволяет отметить, что содержание водорода в асфальтенах ниже, чем в нефтяных смолах, на 1,5—2%.

Средний состав асфальтенов, приведенных в табл. 98, соответствует содержанию: 84,5% C; 8,2% H; 2,4% S; 0,7% N; 4,2% O.

Высшая теплота сгорания асфальтена приведенного состава около 9250 ккал/кг, а низшая около 8800 ккал/кг, т. е. на 300—400 ккал/кг ниже, чем нефтяных смол, и примерно на 1000 ккал/кг ниже, чем тяжелых ароматических углеводов.

Асфальтены, выделенные из крекинг-мазута, имеют следующий элементарный состав: 85,6% C; 6,4% H; 4,3% S; 3,7% O. Низшая теплота сгорания асфальтена этого состава около 8500 ккал/кг.

Содержание смол и асфальтенов в нефти различных месторождений колеблется в значительных пределах. Так, в сураханской и балаханской нефти (Азербайджанская ССР) содержится лишь 4—5% смол при отсутствии асфальтенов, а в ромашкинской и туймазинской нефти — более 10% смол и около 4% асфальтенов.

Содержание смолисто-асфальтеновых веществ особенно велико в сернистой и высокосернистой нефти ароматического основания.

Поскольку в процессе переработки нефти смолы и асфальтены переходят в основном в мазут, их содержание в нефтяных остатках значительно больше, чем в исходной сырой нефти.

Присутствие нефтяных смол и асфальтенов, т. е. соединений, содержащих кислород и серу и отличающихся от углеводов нефти значительно меньшим содержанием водорода, существенно понижает теплоту сгорания мазута.

Вместе с тем жаропроизводительность нефтяных смол и асфальтенов близка к жаропроизводительности тяжелого углеводородного топлива, так как жаропроизводительности углерода и водорода близки, а внедрение кислорода в состав молекул органических соединений мало сказывается на жаропроизводительности (см. гл. VII).

Соединения, содержащие серу. Содержание серы в нефти колеблется примерно от 0,05% (сураханская нефть) до 5% (нефть Чусовских Городков).

По содержанию серы нефть подразделяют на малосернистую (до 0,5% S), сернистую (от 0,5 до 2,0% S) и высокосернистую (более 2,0% S). К числу сернистых соединений принадлежат, помимо рассмотренных выше смол и асфальтенов, сульфиды (R_2S), например диметилсульфид CH_3-S-CH_3 , и меркаптаны ($R-SH$), например CH_3-SH .

Если условно принять, что среднее содержание серы в сернистых соединениях, входящих в состав нефти, составляет около 5%, то при наличии в нефти 2% S на долю сернистых соединений в сырой нефти приходится до 40% (по массе).

Повышенное содержание сернистых соединений в большой степени осложняет технологию переработки нефти и снижает ее народнохозяйственную ценность.

Содержание серы в отдельных фракциях нефти увеличивается с повышением их температуры кипения. В соответствии с этим содержание сернистых соединений в бензиновом дистилляте в несколько раз меньше, чем в сырой нефти, а в мазуте выше, чем в исходной нефти. Так, при переработке нефти с содержанием 2,5% S получают бензиновый дистиллят с содержанием около 0,5 S, керосиновый с 2% S и мазут с содержанием более 3% S.

По другим данным, при переработке нефти с содержанием 2,8% S получают мазут, содержащий около 4,0% S [131].

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

При добыче нефти, т. е. извлечении ее из залежи на поверхность и снижении давления до близкого к атмосферному из нефти выделяется большая часть растворенных в ней легких углеводородов: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 и частично C_4H_{10} и C_5H_{12} . Струю нефти и сопутствующие ей газообразные углеводороды направляют в трап (цилиндрический аппарат большого диаметра), в котором разделяются нефть и сопутствующий ей нефтепромысловый газ.

Нефтепромысловый газ поступает по системе газосборных трубопроводов на газобензиновые заводы или передается другим предприятиям. Состав и теплотехнические характеристики нефтепромысловых газов рассмотрены в гл. XXIV.

Сырую нефть, отделенную на промыслах от большей части растворенных в ней газов, а также от механических примесей и влаги, направляют на нефтеперерабатывающие заводы.

Ниже кратко рассмотрены основные методы переработки нефти, облагораживания и очистки нефтепродуктов.

Подробно эти вопросы изложены в монографиях по переработке нефти и газа [133—136].

Разделение нефти на фракции. Простейшая переработка сырой нефти заключается в разделении ее на ряд фракций, состоящих из углеводородов и сопутствующих им других органических соединений различной молекулярной массы.

Процесс основан на том, что с увеличением молекулярной массы углеводородов существенно повышаются их температуры кипения.

В начальный период развития нефтяной промышленности нефть разгоняли с целью получения только одного товарного продукта — осветительного керосина. Отгоняемые легкокипящие углеводороды, т. е. бензин, долгое время не использовали и рассматривали как крайне опасный отброс. Его сжигали в «бакинских полях» [132]. Нефтяные остатки, получаемые после отгонки керосиновых дистиллятов, также не

находили сбыта и загрязняли заводскую территорию. Само наименование нефтяных остатков — мазут, принятое в русской, французской и английской технической терминологии, произошло, как указывает Д. И. Менделеев, от местного слова «грязь» [19]. Мазут уничтожали — жгли в поле.

Однако выход керосина из бакинской нефти составлял всего около 30%. Следовательно, две трети перерабатываемой нефти пропадало. Такой способ переработки нефти Д. И. Менделеев называл «почти истребительным» [112] и обосновывал возможность и настоятельную необходимость полного использования нефти. Он предлагал использовать бензин для экстракции растительных масел из семян, для газификации, для карбюрации газа, для производства сажи.

Из нефтяных остатков Д. И. Менделеев считал необходимым отгонять дистилляты, более тяжелые, чем керосин, которые могли служить в качестве безопасного осветительного масла в специальных лампах, а также производить минеральные смазочные масла взамен растительных и другие продукты [113].

Д. И. Менделеев неоднократно отмечал также ценность нефтяных остатков как топлива с высокой теплотой сгорания и жаропроизводительностью [132].

Вместе с тем он указывал на особую целесообразность сжигать нефтяное топливо в «малых, уютных и дешевых двигателях ...уютность, необходимость воды и присмотра, легкость и малость потребного воздуха делают эти машины незаменимыми, например, для таких исключительных случаев, как движение малых судов, аэростатов или для домашних мелких двигателей, где расход ценной нефти или керосина с избытком окупится отсутствием присмотра, который требуется при паровой машине. Для подводного плавания, по моему мнению, удобнее всего иметь именно такие машины» [114].

В процессе переработки нефти сырую нефть и продукты ее переработки нагревают в трубчатых печах или иных установках при отделении нефти от влаги, при разгонке сырой нефти на фракции, при разгонке мазута, в процессе крекинга и др.

При переработке нефти ряд технологических процессов ведут с использованием пара. В результате многократного нагрева нефти и продуктов ее переработки, большого расхода пара и энергии и значительных потерь нефтепродуктов суммарный расход энергии на собственные нужды нефтеперерабатывающих заводов (включая потери) превышает ~10% добываемой нефти. Так, если в 1975 г. в СССР было добыто 490 млн. т нефти, то из этого количества на собственные нужды израсходовано более 50 млн. т, т. е. примерно в 5 раз больше, чем было добыто нефти в России в 1913 г.

Для увеличения эффективности использования топлива в нефтеперерабатывающей промышленности следует:

а) повысить КПД трубчатых печей и других установок, в которых сжигают топливо;

б) всемерно использовать тепло горячих нефтепродуктов;

в) сочетать технологические и энергетические процессы.

Для разработки путей повышения эффективности применения топлива и повседневного контроля его использования необходимо располагать простой методикой составления тепловых балансов.

Этот вопрос рассмотрен в гл. XXIII.

Раньше в перегонных кубах и батареях последовательно отгоняли фракции нефтепродуктов в порядке возрастающей температуры их кипения. В отличие от того, в современных трубчатых печах и нефтеперерабатывающих установках совместно отгоняют пары нагреваемых нефтепродуктов, а разделение отгоняемых паров на фракции по их температуре кипения ведут в ректификационных колоннах.

Для разгонки нефти используют одноступенчатые или двухступенчатые установки. При двухступенчатом процессе в первой установке, работающей под атмосферным давлением, из сырой обезвоженной нефти отгоняют легкие фракции — бензин, лигроин, керосин и газойль, а остаток после отгонки указанных дистиллятов — мазут передают во вторую установку, работающую под вакуумом. В вакуумной установке из мазута отгоняют ряд фракций, используемых после очистки в качестве смазочных масел и для других целей.

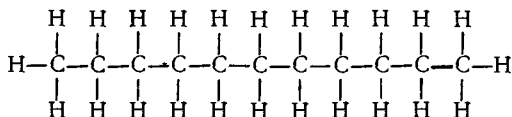
Остаток после отгонки — тяжелый мазут — применяют в качестве топлива для печей и котлов.

Для удобства эксплуатации и использования тепла нагретых нефтепродуктов обе установки обычно объединяют в общий комплекс — атмосферно-вакуумную установку, состоящую из двух секций: атмосферной и вакуумной.

Крекинг. При разгонке сырой нефти получают примерно 20—30% бензина, 30—45% лигроина, керосина, газойля, 25—50% нефтяных остатков (мазута).

Выход легких углеводородов, используемых в качестве моторного топлива, можно значительно повысить, расщепляя тяжелые углеводороды на более легкие низкокипящие углеводороды, т. е. осуществляя процесс крекинга (от английского слова *cracking* — расщеплять, раскалывать).

В процессе крекинга насыщенных углеводородов — алканов



две группы CH_2 по месту разрыва углеводородной цепочки должны трансформироваться в группы CH_3 , замыкающие цепочки углеводородных молекул, образующихся в результате крекинга. Для этого необходимо подвести к месту разрыва углеводородной цепочки два атома водорода.

Это может быть достигнуто тремя путями:

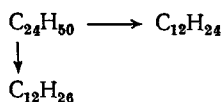
1) при высвобождении атомов водорода вследствие перегруппировки атомов в расщепляемой молекуле с образованием двойной этиленовой связи между атомами углерода, характерной для непредельных углеводородов;

2) дополнительным увеличением содержания водорода в легких фракциях углеводородов в результате образования в процессе крекинга также и более тяжелых фракций с пониженным содержанием водорода и повышенным содержанием углерода, вплоть до смолистых веществ и нефтяного кокса, т. е. вследствие перераспределения водорода между легкими и тяжелыми продуктами, образующимися в процессе крекинга;

3) при проведении процесса крекинга в атмосфере водорода, генерируемого для этой цели в специальных установках.

В процессе крекинга алканов изменяется углеводородный состав топлива: наряду с алканами меньшей молекулярной массы образуются ненасыщенные углеводороды — алкены, а также тяжелые углеводороды с большой молекулярной массой.

Академик С. С. Наметкин приводит следующую схему крекинга алканов [128]:



Из алкана $\text{C}_{24}\text{H}_{50}$ образуются алкан $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$ и алкен $\text{C}_{12}\text{H}_{24}$.

Алкан $C_{12}H_{26}$ в свою очередь крекируется с образованием алкана C_6H_{14} и алкена C_6H_{12} :



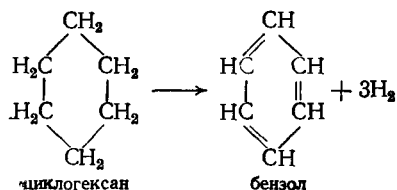
В результате последующего крекинга C_6H_{14} образуются алкан C_3H_8 и алкен C_3H_6 :



Таким образом, в результате крекинга из нефти, не содержащей ненасыщенных углеводородов, образуются нефтепродукты, состоящие из сложной гаммы насыщенных и ненасыщенных углеводородов различной молекулярной массы.

Риформинг. Для получения высокооктанового бензина легкие дистилляты подвергают процессу риформинга — высокотемпературного преобразования нафтеновых и парафиновых углеводородов в ароматические, обладающие большей детонационной стойкостью.

Так, например, в процессе риформинга из циклогексана C_6H_{12} получают бензол C_6H_6 :



Процесс риформинга осуществляют при температуре порядка $500^\circ C$ и давлении $20-40 \text{ кгс/см}^2$ в присутствии катализаторов.

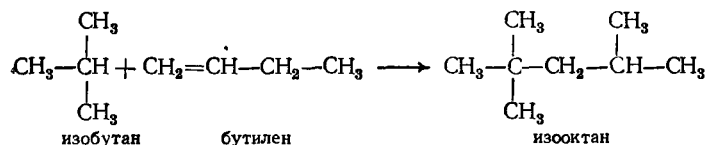
В качестве катализаторов используют обычно окись молибдена, осажденную на окись алюминия, или платиновые катализаторы, в частности платину, нанесенную на окись алюминия.

Процессы риформинга, осуществляемые с применением платиновых катализаторов, получили наименование «платформинга».

Алкилирование. Наряду с ароматическими углеводородами высокими антидетонационными свойствами обладают изомеры парафиновых углеводородов с разветвленной цепью.

Для получения высокооктанового бензина изооктан и другие насыщенные углеводороды с разветвленной цепью синтезируют из нефтяных газов, содержащих изобутан и ненасыщенные углеводороды этиленового ряда (алкены), т. е. осуществляют в большом промышленном масштабе процессы алкилирования.

Синтез изооктана из газообразных углеводородов описывается уравнением



В результате разрыва двойной связи в молекуле бутилена и освобождающихся при этом валентностей как бы сшиваются две реагирующие газообразные молекулы, содержащие по четыре атома углерода, и образуется более тяжелый жидкий при комнатной температуре углеводород с восемью атомами углерода в молекуле — изооктан.

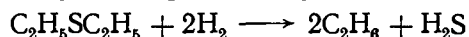
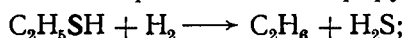
Процесс алкилирования ведут при температуре до 200 °С в присутствии катализаторов (серная или фосфорная кислота, алюмосиликаты и др.).

Изомеризация. Для увеличения ресурсов изобутана, широко используемого в процессах алкилирования, осуществляют каталитическую изомеризацию нормального бутана.

Изомеризацией нормального пентана и гексана получают легкоиспаряющийся стойкий по отношению к детонации бензин.

Каталитическая очистка нефтепродуктов от сернистых соединений. Для каталитической очистки нефтепродуктов от сернистых соединений проводят гидрогенизацию. При этом сера, содержащаяся в жидких нефтепродуктах, выделяется в виде газообразного сероводорода.

Химизм процесса иллюстрируется следующими уравнениями:



Каталитической гидрогенизацией очищают от серы различные дистилляты, причем тяжелые фракции очищать гораздо труднее, чем легкие.

Большое значение может иметь очистка методом гидрогенизации (гидроочистка) сырой нефти и мазута, однако достаточно дешевая гидроочистка тяжелого нефтяного топлива, содержащего смолистые соединения, пока не разработана.

Очистка серной кислотой и щелочью. Нефтяные дистилляты содержат нафтеновые кислоты, сернистые и смолистые вещества, ухудшающие цвет нефтепродуктов и придающие им неприятный запах.

Присутствие в дистиллятах легко полимеризующихся непредельных углеводородов — алкенов обуславливает малую химическую стабильность нефтепродуктов при хранении. Поэтому для получения товарных продуктов нефтяные дистилляты очищают различными методами. К числу широко распространенных методов очистки принадлежит метод обработки дистиллятов серной кислотой и щелочью.

Элементарный состав и важнейшие теплотехнические характеристики нефтепродуктов, а также сырой нефти, нефтяных смол и асфальтенов приведены в табл. 99.

Таблица 99

Элементарный состав и некоторые теплотехнические характеристики нефти и нефтепродуктов

Топливо	Соотношение углерода и водорода, % (H + C = 100)		Содержание, %			Низшая теплота сгорания Q_H , ккал/кг	Жаропрочность t_{max} , °С	CO_2 max, %
	H	C	S	O	N			
Нефть	11—14	89—86	0,5÷3			10 000	2100	15,5
Бензин	15	85	—	—	—	10 500	2110	15,0
Керосин	14	86	—	—	—	10 300	2120	15,2
Дизельное топливо	13	87	0,5			10 000	2120	15,5
Мазут								
флотский	12	88	1÷2			9 800	2130	16,0
топочный	11	89	1,5÷4			9 500	2130	16,5
Нефтяные смолы	10	90	1—5	2—7	0,3—1,5	9 000	2100	—
Асфальтены	9	91	1—5	2—9	1—1,5	8 500	2100	—

БИТУМИНОЗНЫЕ ПЕСКИ И ПЕСЧАНИКИ

Крупным резервом жидкого топлива являются битуминозные мелко- и крупнозернистые кварцевые пески и песчаники. По содержанию битумов они подразделяются на три группы. Содержание битумов в первой группе более 10% (по массе), во второй составляет от 4 до 10%, в третьей не превышает 4% [136].

Теплота сгорания битумов $\sim 10\,000$ ккал/кг, теплоемкость около $0,35$ ккал/(кг $\cdot$ °С), плотность $1,002\text{—}1,027$.

По материалам седьмого Международного нефтяного конгресса, содержание битумов в битуминозных песках и песчаниках, залегающих в Канаде, оценивается примерно в 100 млрд. т. Битуминозные пески имеются также в США и в других странах [137].

В Канаде пущен большой завод, вырабатывающий жидкое топливо из битуминозных песков. На заводе перерабатывают в сутки 100 000 т битуминозных песков, из которых извлекают около 10 000 т битума. В процессе термического крекинга битума и последующей переработки дистиллятов получают около 7500 м^3 жидкого топлива в сутки. Нефтезаводские газы используют для производства $1,8$ млн. м^3 водорода в сутки, применяемого в процессе переработки и облагораживания дистиллятов, получаемых в процессе крекинга. Сероводород, образующийся в процессе очистки дистиллятов от серы методом гидрогенизации, используют для производства элементарной серы. Завод выпускает 300 т серы в сутки.

На заводе получают около 2600 т кокса в сутки, используемого на ТЭЦ, вырабатывающей пар, электроэнергию и сжатый воздух. На ТЭЦ установлены три котлоагрегата производительностью по 375 т пара в час.

Сооружение завода обошлось в 235 млн. долларов [138].

ДИСТИЛЛИРОВАННОЕ ТОПЛИВО

Дистиллированное (дистиллятное) жидкое топливо производят в настоящее время почти исключительно переработкой нефти. Более сложными и дорогими путями его можно получить из сланцев и других видов твердого топлива. Нефтяные дистилляты в основном используют в качестве моторного топлива. Но наряду с этим в США, ФРГ и некоторых других странах дистиллированное жидкое топливо широко применяют для отопления жилищ.

ТОПЛИВО ДЛЯ ПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С ИСКРОВЫМ ЗАЖИГАНИЕМ

В поршневых двигателях с искровым зажиганием распыленное жидкое топливо смешивают в карбюраторе с воздухом, сжимают топливно-воздушную смесь и воспламеняют ее от искры.

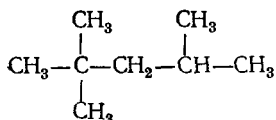
Поршневые двигатели с искровым зажиганием являются основным типом автомобильных двигателей и широко применяются в авиации. Бензин, используемый в качестве топлива в двигателях этого типа, должен начинать испаряться при низкой температуре порядка 40°C и полностью выкипать при температуре, не превышающей $200\text{--}205^{\circ}\text{C}$. Экономичность работы поршневых двигателей с искровым зажиганием в большой степени зависит от допускаемой степени сжатия топливно-воздушной смеси, лимитируемой возможностью самовоспламенения сжатой смеси и возникновения детонационного горения. Поэтому бензин, применяемый для автомобильных и в особенности для авиационных двигателей, должен обладать сравнительно высокой температурой самовоспламенения и антидетонационной стойкостью.

Антидетонационная стойкость бензина в большой степени зависит от его компонентного состава. Температура самовоспламенения и антидетонационная стойкость углеводородов снижаются с увеличением длины цепочки углеводородных атомов, состоящей из групп CH_2 , и возрастают с увеличением числа групп CH_3 , а также при циклическом строении углеводородов и в особенности при наличии в них бензольных ядер. Так, температура самовоспламенения метана в воздухе при атмосферном давлении превышает 650°C , температура воспламенения октана составляет около 270°C . Весьма высокой температурой воспламенения (выше 700°C) обладает бензол. В соответствии с этим минимальной антидетонационной стойкостью в условиях использования в карбюраторных двигателях обладают парафиновые углеводороды нормального строения с числом атомов углерода в молекуле более шести. Значительно большей антидетонационной стойкостью характеризуются парафиновые углеводороды разветвленного строения с повышенным числом групп CH_3 и ароматические углеводороды. Нафтеновые углеводороды

(цикланы) занимают промежуточное положение. Их антидетонационная стойкость выше, чем алканов нормального строения с равным числом атомов углерода в молекуле, но ниже, чем изопарафиновых и ароматических. Для сопоставления и оценки антидетонационной стойкости различных углеводородов и моторного топлива введена характеристика «октановое число». При введении этой характеристики за нуль принята антидетонационная стойкость нормального гептана (C_7H_{16}) с пятью группами CH_3 в молекуле:



а за сто — изооктана (C_8H_{18}) следующего строения:



Если октановое число углеводорода или моторного топлива равно, например, 70, то это означает, что его антидетонационная стойкость соответствует смеси, состоящей из 70% изооктана и 30% нормального гептана. В табл. 100 приведены октановые числа углеводородов различных гомологических рядов [139].

Таблица 100

Октановые числа некоторых углеводородов

Углеводород	Формула углеводорода	Число групп CH_3	Октановое число	Углеводород	Формула углеводорода	Число групп CH_3	Октановое число
<i>Алканы нормального строения</i>				<i>Алкены нормального строения</i>			
Метан	CH_4	0	107	Этилен (этен)	C_2H_4	0	100
Этан	C_2H_6	0	107	Пропилен (пропен)	C_3H_6	0	100
Пропан	C_3H_8	1	105	Бутилен (бутен)	C_4H_8	1	97
Бутан	C_4H_{10}	2	94	Пентен	C_5H_{10}	2	91
Пентан	C_5H_{12}	3	62	<i>Нафтеновые углеводороды (цикланы)</i>			
Гексан	C_6H_{14}	4	25	Циклопентан	C_5H_{10}	5	92
Октан	C_8H_{18}	6	Ниже 0	Циклогексан	C_6H_{12}	6	83
<i>Изоалканы</i>				Метилциклогексан	C_7H_{14}	7	75
Изобутан (метилпропан)	C_4H_{10}	0	101	Этилциклогексан	C_8H_{16}	8	47
Изогексан (диметилбутан)	C_6H_{14}	0	101	<i>Ароматические углеводороды</i>			
Изооктан (триметилпентан)	C_8H_{18}	1	100	Бензол	C_6H_6	0	113
				Толуол	C_7H_8	0	110
				Ксилол	C_8H_{10}	1	105

Компонентный состав бензина в большой степени зависит от метода его производства.

Авиационные бензины с высоким содержанием изопарафиновых и ароматических углеводородов и малым содержанием недостаточно стойких непредельных углеводородов получают на базе бензинов прямой гонки, очищенных бензинов каталитического крекинга и риформинга с добавлением высокооктановых продуктов алкилирования. Октановое число авиационных бензинов достигает 100.

Автомобильные бензины с октановым числом порядка 70—80 получают в основном на базе продуктов термического и каталитического

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания бензина

Содержание, %			h	α	Содержание, %			h	α
CO ₂	O ₂	N ₂			CO ₂	O ₂	N ₂		
14,8	0,0	85,2	1,00	1,00	8,8	8,5	82,7	1,69	1,64
14,6	0,3	85,1	1,01	1,01	8,6	8,8	82,6	1,73	1,68
14,4	0,6	85,0	1,02	1,02	8,4	9,1	82,5	1,76	1,71
14,2	0,9	84,9	1,04	1,04	8,2	9,4	82,4	1,80	1,75
14,0	1,1	84,9	1,05	1,05	8,0	9,7	82,3	1,85	1,79
13,8	1,4	84,8	1,07	1,07	7,8	9,9	82,3	1,90	1,84
13,6	1,7	84,7	1,08	1,08	7,6	10,2	82,2	1,95	1,89
13,4	2,0	84,6	1,10	1,09	7,4	10,5	82,1	2,00	1,93
13,2	2,3	84,5	1,12	1,11	7,2	10,8	82,0	2,05	1,98
13,0	2,6	84,4	1,14	1,13	7,0	11,1	81,9	2,11	2,03
12,8	2,8	84,4	1,15	1,14	6,8	11,3	81,9	2,18	2,10
12,6	3,1	84,3	1,17	1,16	6,6	11,6	81,8	2,24	2,15
12,4	3,4	84,2	1,19	1,18	6,4	11,9	81,7	2,31	2,22
12,2	3,7	84,1	1,21	1,19	6,2	12,2	81,6	2,39	2,29
12,0	4,0	84,0	1,23	1,21	6,0	12,5	81,5	2,46	2,36
11,8	4,3	83,9	1,25	1,23	5,8	12,8	81,4	2,55	2,44
11,6	4,5	83,9	1,27	1,25	5,6	13,0	81,4	2,64	2,52
11,4	4,8	83,8	1,30	1,28	5,4	13,3	81,3	2,74	2,62
11,2	5,1	83,7	1,32	1,30	5,2	13,6	81,2	2,84	2,71
11,0	5,4	83,6	1,34	1,32	5,0	13,9	81,1	2,95	2,81
10,8	5,7	83,5	1,37	1,35	4,8	14,2	81,0	3,08	2,94
10,6	6,0	83,4	1,40	1,37	4,6	14,5	80,9	3,21	3,06
10,4	6,3	83,3	1,42	1,39	4,4	14,8	80,8	3,35	3,18
10,2	6,5	83,3	1,45	1,42	4,2	15,0	80,8	3,52	3,34
10,0	6,8	83,2	1,48	1,45	4,0	15,3	80,7	3,70	3,50
9,8	7,1	83,1	1,51	1,48	3,8	15,6	80,6	3,90	3,70
9,6	7,4	83,0	1,54	1,50	3,6	15,9	80,5	4,10	3,90
9,4	7,7	82,9	1,57	1,53	3,4	16,2	80,4	4,35	4,12
9,2	8,0	82,8	1,61	1,57	3,2	16,5	80,3	4,60	4,35
9,0	8,2	82,8	1,65	1,60	3,0	16,8	80,2	4,93	4,65

крекинга и риформинга. При этом в автомобильных бензинах содержится 20—30% непредельных углеводородов [135].

Октановое число бензина можно повысить введением антидетонационных присадок, содержащих тетраэтилсвинец $[Pb(C_2H_5)_4]$ (этилированный бензин).

Однако при сгорании этилированного бензина образуются крайне вредные для здоровья окислы свинца. Поэтому повышение октанового числа бензина присадкой тетраэтилсвинца крайне нежелательно, а для бензина, применяемого в городах, недопустимо. Для защиты воздушного бассейна крупных городов большое значение имеет применение в автомобильных двигателях сжиженных газов — углеводородного топлива с октановым числом около 100, сгорающего с образованием менее токсичных выхлопных газов.

Во избежание коррозии двигателей в бензине должно содержаться минимальное количество серы (в авиационном бензине до 0,05%, в автомобильном до 0,15%).

Средний элементарный состав бензина: 85,0% С; 14,9% Н, 0,05% S; 0,05 (О+Н). Низшая теплота сгорания бензина около 10 450 ккал/кг, жаропроизводительность $t'_{\max} = 2080^\circ\text{C}$; $\text{CO}_{2\max}$ бензина около 14,8%. В табл. 101 приведены соотношения CO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания бензина, а также значения коэффициентов избытка воздуха α и коэффициента разбавления сухих продуктов сгорания h для различных составов продуктов полного сгорания [37].

Потери тепла с уходящими газами q_2 при сжигании бензина можно подсчитать по формуле

$$q_2 = 0,01 (t_{y,r} - t) Z. \quad (\text{XX.1})$$

Значения величины Z для бензина приведены в табл. 102. Потери тепла вследствие неполного сгорания бензина можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{45\text{CO} + 40\text{H}_2 + 130\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%. \quad (\text{XX.2})$$

ТОПЛИВО ДЛЯ РЕАКТИВНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В реактивных двигателях применяют несколько более тяжелое жидкое топливо, соответствующее по пределам выкипания керосину (топливо Т-1 и ТС-1), а также топливо расширенного состава, включающее бензиновые фракции Т-2, и несколько утяжеленное жидкое топливо Т-5 и термостабильное Т-6 и Т-7. Топливо рассматриваемых видов начинает кипеть при более высокой температуре, чем бензин, и выкипает при 250—315 $^\circ\text{C}$.

Теплота сгорания (низшая) топлива для воздушно-реактивных двигателей 10 250—10 300 ккал/кг, т. е. на 50—100 ккал ниже теплоты сгорания бензина; жаропроизводительность $t'_{\max} = \sim 2090^\circ\text{C}$; $\text{CO}_{2\max}$ около 15,2%.

Таблица 102

Значение величин Z для бензина при температуре уходящих газов от 100 до 300 $^\circ\text{C}$

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z
14,8	4,00	12,2	4,64	9,6	5,66	7,0	7,45
14,6	4,03	12,0	4,70	9,4	5,76	6,8	7,52
14,4	4,07	11,8	4,77	9,2	5,88	6,6	7,80
14,2	4,12	11,6	4,83	9,0	6,00	6,4	8,05
14,0	4,17	11,4	4,91	8,8	6,13	6,2	8,30
13,8	4,22	11,2	5,00	8,6	6,26	6,0	8,55
13,6	4,27	11,0	5,08	8,4	6,39	5,8	8,80
13,4	4,32	10,8	5,16	8,2	6,52	5,6	9,10
13,2	4,37	10,6	5,24	8,0	6,65	5,4	9,40
13,0	4,42	10,4	5,32	7,8	6,78	5,2	9,70
12,8	4,47	10,2	5,40	7,6	6,92	5,0	10,00
12,6	4,52	10,0	5,48	7,4	7,08		
12,4	4,58	9,8	5,57	7,2	7,26		

Значения величины Z для дизельного топлива при температуре уходящих газов от 100 до 300 °С

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z
15,4	3,95	12,6	4,65	9,8	5,78	7,0	7,75
15,2	4,00	12,4	4,72	9,6	5,89	6,8	7,95
15,0	4,02	12,2	4,78	9,4	6,00	6,6	8,17
14,8	4,05	12,0	4,85	9,2	6,11	6,4	8,40
14,6	4,10	11,8	4,92	9,0	6,23	6,2	8,65
14,4	4,15	11,6	5,00	8,8	6,34	6,0	8,90
14,2	4,20	11,4	5,06	8,6	6,46	5,8	9,20
14,0	4,25	11,2	5,13	8,4	6,60	5,6	9,50
13,8	4,30	11,0	5,20	8,2	6,75	5,4	9,85
13,6	4,35	10,8	5,28	8,0	6,90	5,2	10,20
13,4	4,40	10,6	5,36	7,8	7,10	5,0	10,50
13,2	4,46	10,4	5,47	7,6	7,25		
13,0	4,52	10,2	5,57	7,4	7,40		
12,8	4,58	10,0	5,67	7,2	7,55		

Потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле (XX.1). Значения величины Z — средние между приведенными в табл. 102 и 103. Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания определяют по формуле

$$q_3 = \frac{50\text{CO} + 40\text{H}_2 + 130\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \quad (\text{XX.3})$$

По этим формулам можно также определить потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания керосина, используемого в тракторных двигателях.

ТОПЛИВО ДЛЯ ДИЗЕЛЕЙ

В качестве топлива для автотранспортных и быстроходных дизелей используют тяжелые дистилляты, выкипающие при температуре до 350 °С. Для тихоходных дизелей можно применять также легкий мазут, получаемый после отгонки из нефти бензинового, керосинового и газойлевого дистиллятов. В дизелях, в отличие от карбюраторных двигателей, не применяют искровое зажигание, и топливно-воздушная смесь загорается вследствие самовоспламенения при сжатии. Поэтому для дизелей целесообразно использовать топливо со сравнительно низкой температурой самовоспламенения, т. е. углеводороды того строения, которое наименее желательно при использовании топлива в карбюраторных двигателях с искровым зажиганием. Иными словами, для дизелей оптимальным горючим являются парафины нормального строения с большим числом групп CH_2 , а также циклические и ароматические углеводороды с большими боковыми парафиновыми цепями и соответственно большим числом групп CH_2 . Оптимальные для применения в карбюраторных двигателях изопарафиновые углеводороды разветвленного

строения и ароматические углеводороды мало пригодны для использования в дизелях.

В качестве эталона для оценки дизельного топлива используют цетан, т. е. алкан нормального строения с 16 атомами углерода и 14 группами CH_2 в молекуле $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_{14}-\text{CH}_3$. Цетановое число нормального цетана равно 100, а цетановое число самовоспламеняющегося при высокой температуре ароматического углеводорода метилнафталина $\text{C}_{11}\text{H}_{10}$ принимают равным нулю.

Тяжелые дистилляты, используемые в качестве дизельного топлива, содержат несколько меньше водорода по сравнению с бензином и керосином и обладают в соответствии с этим более низкой теплотой сгорания.

Жаропроизводительность составляет около 2100°C ; $\text{RO}_{2\text{max}}$ дизельного топлива различных марок колеблется от 15,4 до 15,6%.

В табл. 104 приведены округленные данные о составе продуктов сгорания дизельного топлива при различных значениях коэффициентов избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов сгорания h .

Значения величины Z приведены в табл. 103.

Таблица 104

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания топлива

Содержание, %			h	α	Содержание, %			h	α
CO_2	O_2	N_2			CO_2	O_2	N_2		
15,4	0,0	84,6	1,00	1,00	10,0	7,4	82,6	1,54	1,51
15,2	0,2	84,6	1,01	1,01	9,8	7,7	82,5	1,57	1,54
15,0	0,5	84,5	1,02	1,02	9,6	7,9	82,5	1,60	1,57
14,8	0,8	84,4	1,04	1,04	9,4	8,2	82,4	1,64	1,60
14,6	1,1	84,3	1,05	1,05	9,2	8,5	82,3	1,68	1,64
14,4	1,4	84,2	1,07	1,07	9,0	8,8	82,2	1,71	1,67
14,2	1,6	84,2	1,08	1,08	8,8	9,0	82,2	1,75	1,70
14,0	1,9	84,1	1,10	1,10	8,6	9,3	82,1	1,79	1,74
13,8	2,2	84,0	1,11	1,10	8,4	9,6	82,0	1,83	1,78
13,6	2,5	83,9	1,13	1,12	8,2	9,8	82,0	1,88	1,83
13,4	2,7	83,9	1,15	1,14	8,0	10,1	81,9	1,93	1,88
13,2	3,0	83,8	1,16	1,15	7,8	10,4	81,8	1,98	1,92
13,0	3,3	83,7	1,18	1,17	7,6	10,7	81,7	2,03	1,97
12,8	3,6	83,6	1,20	1,19	7,4	10,9	81,7	2,08	2,02
12,6	3,8	83,6	1,22	1,21	7,2	11,2	81,6	2,14	2,07
12,4	4,1	83,5	1,24	1,22	7,0	11,5	81,5	2,20	2,13
12,2	4,4	83,4	1,26	1,23	6,8	11,7	81,5	2,26	2,19
12,0	4,6	83,4	1,28	1,26	6,6	12,0	81,4	2,33	2,25
11,8	4,9	83,3	1,30	1,28	6,4	12,3	81,3	2,40	2,32
11,6	5,2	83,2	1,33	1,31	6,2	12,5	81,3	2,48	2,39
11,4	5,5	83,1	1,35	1,33	6,0	12,8	81,2	2,56	2,47
11,2	5,7	83,1	1,37	1,35	5,8	13,1	81,1	2,65	2,54
11,0	6,0	83,0	1,40	1,38	5,6	13,4	81,0	2,75	2,64
10,8	6,3	82,9	1,42	1,39	5,4	13,7	80,9	2,85	2,74
10,6	6,6	82,8	1,45	1,42	5,2	14,0	80,8	2,96	2,85
10,4	6,8	82,8	1,48	1,45	5,0	14,2	80,8	3,08	2,97
10,2	7,1	82,7	1,51	1,48					

Подсчет 1. При сжигании топлива для дизелей получены продукты сгорания следующего состава: 5,02% RO_2 ; 14,20% O_2 ; 80,78% N_2 . Температура уходящих газов 222 °С, температура воздуха 22 °С. Определить потери тепла с уходящими газами.

По расчетной табл. 103 при содержании в продуктах сгорания 5,0 RO_2 величина Z равна 10,5. Следовательно, по формуле (XX.1) потери тепла с уходящими газами равны $q_2 = 0,01 \cdot (222 - 22) \cdot 10,5 = 21,0\%$.

Уменьшение потерь тепла вследствие снижения температуры уходящих газов и долю использования тепла сжигаемого дизельного топлива в котлах-утилизаторах можно определить по формуле

$$q = 0,01 \cdot (t_1 - t_2) Z\%, \quad (XX.4)$$

где t_1 — температура уходящих газов до котла-утилизатора; t_2 — температура уходящих газов после котла-утилизатора.

Подсчет 2. Определить, сколько процентов потенциального тепла дизельного топлива используется в котле-утилизаторе, установленном за двигателем. Температура уходящих газов двигателя перед котлом-утилизатором 350 °С, после котла 150 °С. В уходящих газах содержится 6,1% CO_2 и 0,5% CO . В теплоутилизационной установке теряется в окружающую среду 10% улавливаемого тепла.

Определяем по табл. 103 величину Z и подсчитываем по формуле (XX.4) долю тепла, улавливаемую в установке:

$$\Delta q = 0,01 \cdot (350 - 150) \cdot 8,17 = 16,34 \sim 16,3\%.$$

Определяем долю тепла дизельного топлива, используемую для производства пара в котле-утилизаторе $q_{\text{пар}}$ с учетом потерь тепла в окружающую среду

$$q_{\text{пар}} = \frac{\Delta q (100 - 10)}{100} = 16,3 \cdot 0,9 = 14,7\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания дизельного топлива [37] можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{50CO + 40H_2 + 130CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \%. \quad (XX.5)$$

ПЛОТНОСТЬ И ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Жидкое топливо нефтяного происхождения обладает высокой теплотой сгорания. Низшая теплота сгорания легкого жидкого топлива (табл. 105) находится в пределах 10 000—10 400 ккал/кг.

Таблица 105

Соотношение теплоты сгорания и плотности жидкого топлива при 15,5 °С [140]

Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см ³
10 000	0,922	10 120	0,881	10 230	0,845	10 320	0,811
10 020	0,916	10 140	0,876	10 240	0,840	10 330	0,806
10 040	0,910	10 150	0,870	10 260	0,835	10 340	0,802
10 050	0,904	10 170	0,865	10 270	0,830	10 360	0,797
10 070	0,898	10 180	0,860	10 280	0,825	10 370	0,793
10 090	0,893	10 200	0,855	10 300	0,820	10 380	0,788
10 110	0,887	10 210	0,850	10 310	0,815	10 390	0,784

Мазут, или нефтяные остатки, получаемые в процессе переработки нефти, применяют для отопления паровых котлов и промышленных печей.

Ресурсы котельно-печного топлива в СССР увеличиваются в основном за счет природного газа и мазута. Повышению эффективности использования мазута, являющемуся делом большой государственной важности, способствуют следующие мероприятия:

1. Обеспечение полноты сгорания мазута и устранение сажеобразования. При этом наряду с экономией топлива устраняется загрязнение воздушного бассейна копотью, сажей и окисью углерода.

2. Уменьшение избытка воздуха в продуктах сгорания путем поддержания оптимальной вязкости мазута, применения прогрессивных типов форсунок, оснащения котельных и печных установок газоанализаторами и систематического контроля процесса горения.

3. Снижение температуры уходящих газов применением рекуператоров, воздухонагревателей, экономайзеров, использование тепла продуктов сгорания, отводимых из промышленных печей и котлов, в сушилках и других низкотемпературных установках. Это положение особенно существенно при работе на малосернистом мазуте.

Области оптимального применения мазута определяются его составом и свойствами, зависящими от состава исходной сырой нефти, глубины ее переработки и характера технологического процесса на нефтеперерабатывающих заводах.

В мазут переходят нефтяные смолы и асфальтены, содержащиеся в сырой нефти.

Содержание водорода в мазуте ниже, чем в сырой нефти, а углерода выше. Мазут характеризуется большей сернистостью, чем сырая исходная нефть. Значительно выше также плотность и вязкость мазута, что вызывает необходимость его разогрева и осложняет применение мазута в небольших установках.

В соответствии с ГОСТом 10585-63 нефтеперерабатывающая промышленность производит следующие сорта мазута.

Мазут флотский предназначен для судовых котлов, а также газовых турбин и двигателей. Он представляет собой смесь собственно мазута, т. е. нефтяных остатков, с нефтяными дистиллятами. Вследствие этого его плотность и вязкость значительно ниже, чем у других сортов мазута.

Флотский мазут марки Ф5 характеризуется условной вязкостью (ВУ), при температуре 50 °С не превышающей 5°. Он состоит из 60—70% мазута, получаемого при прямой перегонке сернистой нефти, и 30—40% газойля прямой перегонки. По ГОСТу допускается добавление до 22% керосиново-газойлевых фракций каталитического или термического крекинга. Сернистость мазута Ф5 ограничивается довольно высоким пределом — 2%.

Технические условия на мазут

Показатель	Мазут флотский		Мазут топочный			Топливо для мартеновских печей МП
	Ф5	Ф12	40	100	200	
Вязкость условная, °ВУ, (не более)						
при 50 °С	5,0	12,0	—	—	—	—
при 80 °С	—	—	8,0	15,5	—	5,0—16,0
при 100 °С	—	—	—	—	6,5—9,5	—
Вязкость динамическая, пз (не более)						
при 10 °С	17,0	—	—	—	—	—
при 0 °С	27,0	—	—	—	—	—
Зольность, % (не более)	0,1	0,1	0,15	0,15	0,3	0,3
Содержание механических примесей, % (не более)	0,1	0,15	1,0	2,5	2,5	1,5
Содержание воды, %, (не более)	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствуют					
Содержание S, % (не более)	2,0	0,8	0,5* ¹ 2,0* ² 3,5* ³	0,5* ¹ 2,0* ² 3,5* ³	0,5* ¹ 2,0* ² 3,5* ³	0,5 1,5
Содержание сероводорода	Отсутствует	Не нормируется				
Содержание смолистых веществ, % (не более)	50	50	—	—	—	—
Коксуемость, % (не менее)	—	—	—	—	—	8
Температура вспышки, °С (не ниже:)						
в закрытом тигле	80	90	—	—	—	—
в открытом тигле	—	—	90	110	140	110
Температура застывания, °С (не выше)	—5	—8	+10	+25	+36	+25
Теплота сгорания низшая в пересчете на сухое топливо (небраковочная), ккал/кг	9870	9870	9700* ⁴ 9550* ³	9650* ⁴ 9500* ³	9600* ⁴ 9450* ³	9650* ¹ 9600* ²
Плотность при 20 °С, г/см ³ (не более)	—	—	—	1,015	—	1,015

*¹ Для малосернистого. *² Для сернистого. *³ Для высокосернистого. *⁴ Для малосернистого к сернистого.

Флотский мазут марки Ф12 имеет условную вязкость не более 12° ВУ при температуре 50 °С. В его состав входит 60—70% мазута, получаемого в процессе прямой перегонки малосернистой нефти, 10—12% газойлевых фракций (черного солярового масла) и 20—30% крекинг-остатков [139].

Мазут топочный (котельное топливо) состоит из тяжелых крекинг-остатков, иногда в смеси с мазутом, получаемым в процессе прямой перегонки нефти. Его выпускают трех марок — 40, 100 и 200.

Топочный мазут марки 40 характеризуется условной вязкостью не более 40° ВУ при температуре 50°С, что соответствует 8° ВУ при 80°С. Определение при этой температуре является более удобным для оценки вязкого топлива, и оно включено в ГОСТ.

Мазут средней вязкости марки 40 предназначен для использования в судовых котлах, небольших котельных установках и в промышленных печах.

Топочный мазут марки 100 должен обладать условной вязкостью не более 100° ВУ при температуре 50°С, что соответствует условной вязкости 15,5° ВУ при 80°С. Этот показатель как более удобный для определения нормируется и включен в ГОСТ.

Топочный мазут марки 100 предназначен в основном для сжигания в крупных стационарных котлах.

Наиболее вязкий мазут марки 200 с условной вязкостью до 200° ВУ при 50°С и 6,5—9,5° ВУ при 100°С поставляют только крупным потребителям по трубопроводам непосредственно с нефтеперерабатывающих заводов.

Содержание серы в малосернистом топочном мазуте по ГОСТу не должно превышать 0,5%, в сернистом мазуте 2,0% и высокосернистом 3,5%. Для мазута, производимого из некоторых высокосернистых нефтей, допускается содержание до 4,3% S.

Топливо для мартеновских печей марки МП по своим характеристикам близко к малосернистому топочному мазуту марки 100.

Технические условия на мазут различных марок в соответствии с ГОСТами 10585-63 и 14298-69 приведены в табл. 106.

Состав мазута. Элементарный состав горючей массы мазута (табл. 107) зависит в основном от соотношения в нем углерода и водорода, определяемого глубиной переработки нефти и содержанием серы [131, 141].

Таблица 107

Элементарный состав горючей массы мазута, %

Мазут	H ^r	C ^r	S ^r	O ^r +N ^r
Малосернистый флотский Ф12	12,1	87,0	0,3	0,6
Малосернистый топочный Т40	11,2	87,4	0,5	0,9
Малосернистый крекинг-мазут топочный Т200	10,3	87,7	0,3	1,7
Сернистый флотский Ф5	12,2	85,8	1,7	0,3
Сернистый топочный	10,8	87,7	0,7	0,8
Сернистый крекинг-мазут топочный Т100	10,2	87,1	1,7	1,0
Сернистый крекинг-мазут топочный Т200	9,7	89,1	0,6	0,6
Высокосернистый топочный Т40	10,6	86,1	2,8	0,5
Высокосернистый топочный Т100	10,3	86,3	2,8	0,6
Высокосернистый топочный Т200	9,6	86,5	3,2	0,7

Приведем некоторые характеристики мазута, вырабатываемого за рубежом

В США выпускают нефтяное топливо № 4, предназначенное для использования без предварительного нагрева и состоящее обычно из смеси мазута и газойля. Вязкость этого топлива при температуре 37,8°С не более 3,7° ВУ.

Температура вспышки в закрытом тигле не ниже 54 °С, застывания не выше —7 °С; содержание воды до 0,5%, золы до 0,1%, серы не ограничено.

Для котельных установок в США выпускают мазут марок № 5 и 6. Вязкость топлива № 5 не более 11 °ВУ при 50 °С, температура вспышки в закрытом тигле не ниже 54 °С; содержание воды до 1%, золы до 0,1%.

Вязкость топлива № 6 не более 12 °ВУ при температуре 50 °С, температура вспышки в закрытом тигле не ниже 65 °С, содержание воды до 2%.

Жидкое топливо для котлов и печей, применяемое в ФРГ по нормам DIN 51603, подразделяется на четыре марки: *EL* — весьма маловязкое, *L* — маловязкое, *M* — средней вязкости, *S* — вязкое (густое). Однако в последнее время практически применяют лишь два сорта жидкого топлива — в небольших установках весьма маловязкое марки *EL*, и в установках теплопроизводительностью более 0,8—1,0 Гкал/ч, а большей частью в котельных суммарной теплопроизводительностью не менее 5 Гкал/ч, более дешевое марки *S*.

Жидкое топливо для котлов и печей всех марок отличается от бензина и керосина тем, что при температуре 250 °С перегоняется не более 65% топлива по объему. Различием между топливом марок *EL* и *S* является то, что топливо *EL* должно состоять практически полностью из дистиллятов и 96% его должно перегоняться при температуре не выше 370 °С.

Состав топлива марки *EL*, %: 86,0 С; 13,6 Н; 0,4 S, а топлива *S*: 86,7 С; 11,3 Н; 2,0% S. CO_{2max} продуктов сгорания топлива *EL* равно 15,5%, а топлива *S* — 16,0%.

Жидкое топливо, поступающее на рынок ФРГ, характеризуется несколько более высокими показателями по сравнению с нормами DIN.

Таблица 108

Характеристики жидкого топлива ФРГ

Показатель	Топливо марки <i>EL</i>		Топливо марки <i>S</i>	
	Нормы DIN	Фактические данные	Нормы DIN	Фактические данные
Плотность при 15 °С, г/мл (не более)	0,860	0,83	—	0,95
Температура вспышки при определении в закрытом тигле, °С (не ниже)	55	60	65	120
Вязкость условная °ВУ, (не более), при <i>t</i> , °С:				
20	1,5	1,3	—	—
50	—	1,1	59	28
100	—	—	5,3	3,5
Температура застывания, °С (не более)	—10	—15	—	+20
Содержание серы, %, (не более)	0,8	0,4	2,8	2,0
Теплота сгорания низшая не менее, ккал/кг	10 000	10 250	9500	9700
Зольность, % (не более)	0,01	Следы	0,15	0,02
Температура перегонки 96% топлива, °С (не более)	370	345	—	—

Так, теплота сгорания выше нормативной на 200—250 ккал/кг, среднее содержание серы ниже, вязкость и плотность ниже, а температура вспышки выше (табл. 108) [144].

Плотность мазута. В стандарте на мазут фиксируется плотность при 20 °С. С повышением температуры на 1 °С плотность мазута снижается приблизительно на 0,05%. Плотность мазута, получаемого при прямой перегонке нефти, обычно находится в пределах от 0,88 до 0,95 г/см³ при 20 °С [131].

Значительно выше плотность товарного топочного мазута, в особенности высоковязкого. Плотность мазута, поставляемого электростанциям, обычно составляет 0,94—1,02 г/см³, возрастающая с увеличением вязкости топлива [142]. В табл. 109 приведены примерные данные по плотности (при 20 °С) мазута различных марок и содержанию водорода в горючей массе. Плотность мазута в значительной степени определяет ход процесса отделения содержащейся в нем воды отстаиванием.

Таблица 109

Плотность топочного мазута и содержание в нем водорода

Марка мазута	Плотность мазута при 20 °С, г/см ³	Содержание водорода в горючей массе, %
T40	0,94—0,99	10,6—11,0
T100	0,98—0,01	10,0—10,8
T200	1,00—1,06	9,6—10,3

Плотность мазута и других нефтепродуктов определяют с помощью ареометров, гидростатических весов или пикнометров.

Вязкость мазута. Вязкость, или внутреннее трение, жидкости представляет собой способность среды оказывать сопротивление относительному перемещению своих слоев.

Условной вязкостью, нормируемой в стандартах на мазут и дизельное топливо, называется отношение времени истечения 200 мл топлива при заданной температуре ко времени истечения равного объема дистиллированной воды при 20 °С.

Вязкость мазута возрастает с увеличением содержания в нем смолы и тяжелых фракций углеводородов.

В сопоставимых условиях, т. е. при выработке из того же сырья, вязкость мазута тесно взаимосвязана с его плотностью. Первостепенное значение она имеет для определения круга его потребителей.

При перекачивании и сжигании мазута его вязкость необходимо поддерживать на уровне 1,5—3 °ВУ в зависимости от типа применяемых форсунок и других условий. Поэтому вязкий мазут приходится разогревать [142, 143]. На рис. 19 показано снижение вязкости топочного мазута при его нагреве. Кривая 1 иллюстрирует снижение вязкости мазута марки 40, кривая 2 — марки 100 и кривая 3 — марки 200.

Трудности, связанные с необходимостью поддержания заданной температуры вязкого мазута, затрудняют его применение в небольших установках и требуют точного поддержания оптимальной вязкости. Особенно важно точно поддерживать заданную вязкость при сжигании мазута с малым избытком воздуха и минимальным сажеобразованием. Так, при сжигании топочного мазута марки 100 в котлах при α порядка 1,02—1,04 мазут подогревают приблизительно до 130 °С, чтобы его вязкость соответствовала 2,5 °ВУ.

Сжигание мазута марки S (ФРГ) с минимальным сажеобразованием было достигнуто при поддержании вязкости топлива 1,5 °ВУ. При

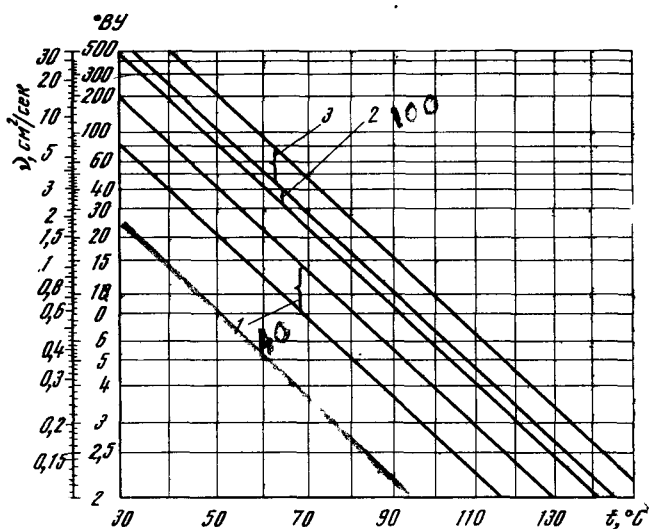


Рис. 19. Вязкостно-температурные характеристики мазута

этом отклонение температуры мазута на ± 10 град от оптимальной (70°C для марки S) приводило к увеличению в 2—3 раза содержания сажи в продуктах сгорания.

Вязкость флотского мазута определяют по ГОСТу 6258-52 при температуре 50°C , топочного мазута марок 40 и 100 — при 80°C , а марки 200 — при 100°C .

З. И. Геллер рекомендует для определения вязкости мазута вискозиметр Вейглера, основанный на фиксации времени движения шарика, катящегося внутри наклонной трубки, заполненной мазутом [131].

Температура застывания. Температура застывания мазута в значительной степени зависит от состава исходной нефти. У нефтяных остатков, получаемых в процессе перегонки высокопарафиновой нефти, температура застывания обычно выше, чем у остатков, получаемых при перегонке нефти с высоким содержанием наftenовых и ароматических углеводородов при той же степени отгонки дистиллятов.

Согласно ГОСТу 10585-63 температура застывания мазута марки 40 из высокопарафиновой нефти может на 15 град превышать температуру застывания мазута, выработанного из других нефтей. Температура застывания мазута обычно возрастает с увеличением его плотности и вязкости.

Вязкость условная, при 50°C °ВУ	5	12	40	100	200
Температура застывания, $^\circ\text{C}$	—5	—8	+10	+25	+36

Температура вспышки и воспламенения. Мазут, застывающий при высокой температуре и обладающий высокой вязкостью, приходится разогревать при его транспортировке и использовании. При этом во избежание возникновения пожара необходимо контролировать температуру вспышки и воспламенения.

Температурой вспышки называется температура, при которой пары нагреваемого нефтепродукта образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени.

Температура вспышки резко снижается при попадании в нефтепродукт хотя бы весьма малого количества легких углеводородов с низкой температурой вспышки.

Рассматриваемая характеристика не является аддитивной величиной и практически характеризуется температурой вспышки наиболее легкого компонента.

Температуру вспышки определяют по стандартным методам в открытых или закрытых тиглях. Поскольку в закрытых тиглях пары, образующиеся при нагревании нефтепродукта, не удаляются в окружающее пространство, концентрация паров нефтепродукта в смеси с воздухом, при которой происходит их вспышка, достигается при нагреве до более низкой температуры.

Различие между температурой вспышки, определяемой в открытом и закрытом тиглях, составляет от 20 до 60 °С.

При низкой температуре вспышки нефтепродуктов ее определяют обычно в закрытых, а при высокой — в открытых тиглях.

В соответствии с ГОСТом температура вспышки мазута различных марок должна быть не ниже 80—140 °С (см. табл. 106).

Температурой воспламенения называется температура, при которой нагреваемый в стандартных условиях нефтепродукт загорается при поднесении к нему пламени и горит в течение по меньшей мере 5 с. Температуру вспышки и воспламенения в открытом тигле определяют в соответствии с ГОСТом 4333-48 следующим образом:

Мазут наливают в стальной тигель высотой 47 мм, диаметром сверху 64 и внизу 36 мм, так, чтобы его уровень был ниже края тигля на 12 мм. Тигель с мазутом 1 устанавливают в полушаровидный стальной тигель 2 высотой 45 мм и диаметром по верху 100 мм с прокаленным песком (рис. 20).

Между тиглями 1 и 2 находится слой песка толщиной 5—8 мм. Уровень песка во внешнем тигле должен быть на 12 мм ниже края внутреннего тигля. Тигель 2 ставят на кольцо внутренним диаметром 80 мм, закрепленное на штативе, и устанавливают термометр 3 так, чтобы шарик ртути находился на равном расстоянии от дна тигля и поверхности мазута. (На рис. 20 термометр зажат в латке штатива 4. Это не позволяет быстро вынуть термометр из тигля при воспламенении нефтепродукта).

Наружный тигель (песчаную баню) нагревают на газовой горелке так, чтобы температура мазута повышалась на 1 град/мин, а за 40 град до ожидаемой температуры вспышки — на 4 град/мин. За 10 мин до ожидаемой температуры вспышки на высоте 10—14 мм от поверхности мазута медленно проводят по краю тигля пламя зажигательного приспособления, выполненного из стеклянной или металлической трубки с диаметром выходного отверстия для газа 1 мм. Длина пламени должна быть 3—4 мм. Время продвижения трубки над тиглем 2—3 с. Повторно проводят пламя при повышении температуры мазута на каждые 2 град.

Температуру вспышки фиксируют при появлении синего пламени над поверхностью нагреваемого мазута. Для определения температуры воспламенения продолжают нагрев мазута со скоростью 4 град/мин.

Температуру воспламенения фиксируют в момент, когда мазут при поднесении к нему пламени загорается и горит не менее 5 с. По окончании определения термометр вынимают и тигель закрывают крышкой, чтобы погасить пламя.

Расхождение между двумя параллельными определениями не должно превышать 4 град при температуре вспышки до 150 °С и 6 град — при более высокой температуре вспышки.

Расхождение в определении температуры воспламенения должно быть не более 6 град.

Содержание серы в мазуте. В мазуте обычно содержится на 25—50% больше серы, чем в исходной сырой нефти.

Точный мазут подразделяют на малосернистый, содержащий до 0,5% S; сернистый, характеризуемый содержанием от 0,5 до 2,0% S.

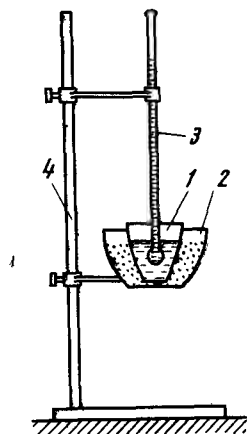


Рис. 20. Прибор для определения температуры вспышки и воспламенения

и высокосернистый, содержащий от 2,0 до 3,5% S. В отдельных случаях при переработке высокосернистой нефти электростанциям поставляют мазут с содержанием до 4,3% S.

При сжигании топлива сера сгорает с образованием SO_2 . Однако при содержании избыточного кислорода в продуктах сгорания часть SO_2 окисляется до SO_3 , взаимодействующей с H_2O с образованием H_2SO_4 .

Содержащийся в минеральной массе нефти ванадий каталитически воздействует на процесс окисления SO_2 до SO_3 . В связи с этим интересно отметить, что пентоксид ванадия (V_2O_5) широко используют на сернокислотных заводах в качестве катализатора в процессе получения SO_3 из SO_2 по контактному методу.

Окислы серы, в особенности SO_3 , сильно корродируют металл. Поэтому содержание серы в топливе для мартеновских печей согласно ГОСТу 14298-69 не должно превышать 0,5%. Аналогичные требования предъявляют к жидкому топливу, применяемому для отопления нагревательных и термических печей металлургических и машиностроительных заводов.

При использовании мазута в котельных установках следует считаться с тем, что температура уходящих газов должна быть выше их точки росы во избежание образования конденсата, корродирующего хвостовые поверхности нагрева котлов.

При сжигании малосернистого мазута точка росы определяется температурой конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания, с учетом их парциального давления.

При сжигании мазута в продуктах сгорания содержится не более 12% водяного пара. При парциальном давлении порядка 0,10 кгс/см² водяной пар конденсируется при температуре около 40 °С, что практически не лимитирует температуру отводимых из котельной установки продуктов сгорания.

Иное положение при сжигании сернистого и в особенности высокосернистого мазута. В этих случаях точка росы продуктов сгорания обуславливается температурой конденсации не водяного пара, а паров серной кислоты и определяется температурой порядка 140—150 °С. Это превышает температуру дымовых газов, с которой их целесообразно отводить из современных котельных установок, исходя из возможностей использования тепла уходящих газов в воздухонагревателях и водяных экономайзерах.

Повышение температуры дымовых газов на 20 град снижает КПД на 1—1,5% в связи с увеличением потерь тепла с уходящими газами.

Вместе с тем повышение температуры уходящих газов не позволяет полностью устранить сернокислотную коррозию металла вследствие возможности локального снижения температуры дымовых газов, соприкасающихся с хвостовыми поверхностями нагрева, и капельной конденсации H_2SO_4 .

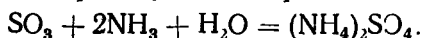
При работе на сернистом и в особенности высокосернистом мазуте необходимо считаться с загрязнением воздушного бассейна городов окислами серы и в особенности парами серной кислоты. Во избежание этого приходится сооружать высокие дымовые трубы, удорожающие стоимость топливо-использующих установок, и в некоторых случаях даже ограничивать мощность электростанций, рассчитанных на работу на высокосернистом мазуте.

Основным методом снижения содержания SO_3 в продуктах сгорания сернистого мазута является его сжигание с минимальным избытком воздуха, предотвращающим окисление SO_2 в SO_3 .

Возможность сжигания мазута без образования сажи и других продуктов неполного сгорания ($\text{CO}=0,0\%$) при коэффициенте избытка воздуха около 1,03 в небольших форсунках с воздушным распылива-

нием была показана еще тридцать лет назад [145, 146]. В современной технике сжигают мазут в мощных форсунках различного типа с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,02 \div 1,04$ [147, 148].

Для уменьшения коррозии и снижения точки росы продуктов сгорания окислы серы, содержащиеся в продуктах сгорания, связывают магнетитом и другими присадками или вводят в газопоток котлоагрегата (в зону с температурой продуктов сгорания $190\text{--}200^\circ\text{C}$) аммиак в количестве до $0,07\%$ от веса сжигаемого мазута. При этом серный ангидрид нейтрализуется с образованием сернокислого аммония:



Для коренного решения вопроса необходима очистка мазута от серы с последующей утилизацией извлеченной серы или ее соединений.

Для этого предложены следующие методы:

1. Выделение из мазута асфальтенов, смол и других содержащих серу соединений с использованием их в химической технологии [129].

2. Гидрогенизационная десульфация с использованием выделяемого сероводорода для производства серной кислоты или элементарной серы [135].

3. Газификация сернистого жидкого топлива с переводом серы в сероводород и использованием H_2S для производства серы.

Содержание азота в мазуте. В процессе переработки нефти азот, содержащийся в смолах и асфальтенах, переходит вместе с ними в мазут, в результате чего в мазуте содержится значительно больше азота, чем в исходной сырой нефти.

В качестве примера приведем распределение азота в продуктах переработки нефти, содержащей $0,65\%$ N. В мазуте (выход $\sim 40\%$ по отношению к перерабатываемой нефти) содержится $1,4\%$ N. В тяжелой фракции асфальтенов, выделенной из нефти (выход 7%) содержится $2,3\%$ N.

В дистиллированном жидком топливе (выход 53%) содержится $0,07\%$ N. При разделении нефти на дистилляты и мазут, т. е. без выделения фракции асфальтенов, содержание азота в мазуте составило около $1,5\%$ при выходе мазута 47% .

Лишь около 3% N, содержащегося в сырой нефти, переходит в дистиллированное жидкое топливо, а 97% остается в составе мазута.

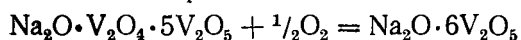
При сжигании мазута, содержащего азот, необходимо принимать меры по предупреждению загрязнения воздушного бассейна окислами азота. Образование окислов азота вследствие окисления азота топлива происходит с большой легкостью и при более низкой температуре, чем молекулярного азота, входящего в состав воздуха и природных газов.

Содержание золы в мазуте. Содержание в мазуте минеральной массы, образующей при его сгорании золу, составляет всего $0,1\text{--}0,4\%$. Однако, несмотря на такое малое ее содержание, она существенно влияет на характеристики мазута. Зола отлагается на поверхностях нагрева котлов, уменьшает теплопередачу, что снижает КПД вследствие повышения температуры уходящих газов. Необходимость очистки котлов от отложений золы осложняет и удорожает их эксплуатацию.

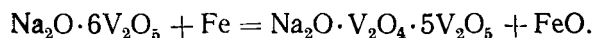
Значительная часть минеральной массы мазута приходится на долю ванадия. Ванадий содержится в нефтяных смолах и асфальтенах, являющихся также основными содержащими серу компонентами мазута. Поэтому мазут, получаемый при переработке высокосмолистой и асфальтеновой нефти, характеризуется одновременно высоким содержанием серы и ванадия, катализирующего образование SO_3 из SO_2 .

Таким образом, ванадий усиливает низкотемпературную коррозию металла при работе котлов на сернистом мазуте. Помимо этого, ванадий обуславливает коррозию металла при более высоких температурах (порядка $600\text{--}700^\circ\text{C}$) в связи с образованием кислотного окисла V_2O_5 .

Ванадиевая коррозия возрастает при содержании в золе окислов натрия вследствие возможности образования комплексных соединений типа $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{V}_2\text{O}_4 \cdot 5\text{V}_2\text{O}_5$, отлагающихся на поверхностях нагрева пароперегревателей котлоагрегатов и лопатках газовых турбин. При взаимодействии с кислородом V_2O_4 окисляется до V_2O_5 :



с последующим восстановлением V_2O_5 до V_2O_4 в результате окисления железа:



Согласно ГОСТу 10585-63 зольность флотского мазута не должна превышать 0,1%, топочного мазута марок 40 и 100 — 0,15%, а топочно-го мазута 200 и топлива для мартеновских печей — 0,3%.

Зольность мазута определяют по ГОСТу 1461-59.

Сущность анализа заключается в сжигании навески мазута при помощи фитиля из бумажного обеззоленного фильтра и прокаливании полученного остатка до постоянной массы.

Содержание воды в мазуте. Содержание в мазуте воды заметно сказывается на его теплоте сгорания. Каждый процент влаги снижает теплоту сгорания мазута примерно на 100 ккал, из которых около 94 ккал обусловлено уменьшением содержания горючей массы топлива и 6 ккал — расходом тепла на испарение 1% воды.

Вместе с тем влага затрудняет сжигание мазута вследствие возможности образования пробок воды, прерывающих равномерную подачу топлива к форсункам и осложняющих эксплуатацию котлов.

При отстаивании мазута влага отделяется. Однако в тяжелых и вязких мазутах это происходит с большими трудностями. Поэтому было предложено мазут с высоким содержанием влаги сжигать в виде мазуто-водной эмульсии, создаваемой перемешиванием мазута с водой острым паром или пропусканием обводненного мазута через эмульгаторы.

По ГОСТу 10585-63 содержание воды в мазуте ограничивается 1—2%. Однако при водном транспорте мазута или его разогреве острым паром в топочном мазуте марок 40 и 100, а также в топливе для мартеновских печей допускается содержание до 5% H_2O .

Содержание воды в мазуте определяют по ГОСТу 2477-65 объемным методом. Сущность определения заключается в отгоне содержащейся в мазуте воды из смеси мазута с обезвоженным и профильтрованным растворителем. В качестве растворителя используют лигроин тракторный и бензин для резиновой промышленности.

Содержание механических примесей в мазуте. Содержание механических примесей во флотском мазуте не должно превышать 0,1—0,15%, в топочном мазуте марки 40 — 1% и в мазуте прочих марок — 2,5%.

Содержание механических примесей в мазуте определяют по ГОСТу 6370-59.

Транспорт и хранение мазута. Мазут транспортируют по трубопроводам, в судах, железнодорожных и автомобильных цистернах.

При транспортировке высоковязкого мазута необходимо предусматривать условия его разогрева с целью снижения вязкости до уровня, обеспечивающего возможность перекачки и слива.

Широко распространенные методы разогрева мазута острым паром, т. е. пропуском пара через дырчатые змеевики или патрубки, приводят к значительному обводнению мазута. Так, при разогреве мазута в железнодорожных цистернах острым паром расход пара составляет примерно 100 кг на 1 т топлива, а содержание воды в мазуте достигает 10%. Во избежание этого рекомендуется применять для перевозки мазута цистерны, нижняя часть которых снабжена паровыми рубашками [142].

Особенно нежелательно применение острого пара для разогрева тяжелого мазута, отстаивание которого от воды практически невозможно. Наиболее тяжелый и вязкий мазут марки 200 в соответствии с ГОСТом 10585-63 разрешается транспортировать только по трубопроводам.

Для хранения мазута на электростанциях и в крупных котельных установках сооружают железобетонные резервуары сборной конструкции. Для разогрева топлива применяют циркуляционный метод, основанный на прокачивании мазута через поверхностный нагреватель, установленный вблизи от резервуара. Из внешнего подогревателя мазут возвращают в нижнюю часть резервуара [131].

За рубежом при хранении мазута в небольших емкостях во избежание возможной утечки топлива и загрязнения грунтовых вод используют резервуары с двойными стенками и автоматической сигнализацией о проникновении топлива в пространство между стенками резервуара.

Для уменьшения отложений осадков в резервуарах и снижения загрязнения поверхностей нагрева котлов при сжигании мазута предложено добавлять к мазуту присадки ВНИИ-НП-102 или 103 в количестве около 0,2%.

Теплота сгорания мазута. Теплота сгорания горючей массы мазута обусловлена в основном соотношением водорода и углерода, а также содержанием серы, кислорода и азота.

Содержание в мазуте нефтяных смол и асфальтенов с пониженным соотношением Н:С и высоким содержанием серы и кислорода соответственно снижает теплоту сгорания мазута. Вследствие этого теплота сгорания высоковязкого тяжелого мазута с повышенным содержанием смол и асфальтенов обычно ниже, чем легкого мазута (см. табл. 106).

В табл. 110 приведены примерные значения низшей теплоты сгорания горючей массы мазута в зависимости от его плотности при 15,5°, а также $CO_2 \text{ max}$ продуктов сгорания малосернистого мазута (по данным Бюро стандартов США). Высшая теплота сгорания горючей массы мазута на 550—650 ккал превышает низшую теплоту сгорания.

Таблица 110

Теплота сгорания, плотность и $CO_2 \text{ max}$ малосернистого мазута

Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см ³	$CO_2 \text{ max}$	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см ³	$CO_2 \text{ max}$
9500	1,070	16,55	9790	0,986	16,08
9530	1,060	16,50	9810	0,979	16,05
9560	1,052	16,46	9840	0,972	16,01
9590	1,044	16,41	9860	0,966	15,97
9620	1,037	16,37	9880	0,959	15,94
9650	1,030	16,33	9900	0,953	15,90
9670	1,022	16,29	9920	0,946	15,86
9690	1,014	16,25	9940	0,940	15,83
9720	1,007	16,21	9960	0,934	15,80
9740	1,000	16,17	9980	0,928	15,77
9770	0,993	16,12	10 000	0,922	15,73

Средняя теплота сгорания мазута, а также жаропроизводительность и другие теплотехнические характеристики приведены в табл. 153 (ом. стр. 315).

Теплоту сгорания мазута определяют в калориметрической бомбе или подсчитывают по формуле Д. И. Менделеева.

Таблица для подсчета низшей теплоты сгорания жидкого топлива

Водород		Сера		Кислород		Азот+зола		Влага	
H, %	Q, ккал	S, %	Q, ккал	O, %	Q, ккал	N+A, %	Q, ккал	W, %	Q, ккал
0,1	15	0,1	—5	0,1	—10	0,1	—10	0,1	—10
0,2	30	0,2	—10	0,2	—20	0,2	—15	0,2	—20
0,3	50	0,3	—15	0,3	—30	0,3	—20	0,3	—30
0,4	70	0,4	—20	0,4	—40	0,4	—30	0,4	—35
0,5	80	0,5	—25	0,5	—50	0,5	—40	0,5	—45
0,6	100	0,6	—30	0,6	—60	0,6	—50	0,6	—55
0,7	115	0,7	—35	0,7	—75	0,7	—55	0,7	—60
0,8	130	0,8	—40	0,8	—85	0,8	—65	0,8	—70
0,9	150	0,9	—45	0,9	—95	0,9	—75	0,9	—80
1	165	1	—55	1	—110	1	—80	1	—90
2	330	2	—110	2	—215	2	—160	2	—175
3	495	3	—165	3	—320	3	—240	3	—260
4	660	4	—220	4	—430	4	—320	4	—350
5	825	5	—275	5	—535	5	—405	5	—435
6	990	—	—	6	—640	6	—485	6	—525
7	1155	—	—	7	—750	7	—565	7	—610
8	1320	—	—	8	—860	8	—645	8	—700
9	1485	—	—	9	—965	9	—730	9	—790
10	1650	—	—	10	—1070	10	—810	10	—870
11	1815	—	—	—	—	—	—	—	—
12	1980	—	—	—	—	—	—	—	—

Низшую теплоту сгорания мазута и других видов жидкого топлива можно легко подсчитать по формуле

$$Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 8130 + 165 H^{\text{P}} - 55 S^{\text{P}} - 107 O^{\text{P}} - 87 W^{\text{P}} - 81 (A^{\text{P}} + N^{\text{P}}).$$

с использованием вспомогательной расчетной табл. 111.

Подсчет. Подсчитать низшую теплоту сгорания мазута следующего состава: 83,5% С_р; 10,3% Н_р; 2,8% S_р; 0,5% O_р; 2,9% W_р.

По таблице

для H = 1650 + 50 = 1700 ккал,

для S = -(110 + 40) = -150 ккал,

для O = -50 ккал,

для W = -(175 + 80) = -255 ккал.

$$Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 8100 + 1700 - (150 + 50 + 255) = 9345 \text{ ккал/кг.}$$

Жаропроизводительность и другие теплотехнические характеристики мазута. Жаропроизводительность безводного мазута в абсолютно сухом воздухе t_{max} составляет около 2150 °С, при этом жаропроизводительность мало меняется при изменении элементарного состава топлива в пределах, характерных для мазута.

При учете содержания в воздухе 1% (по массе) H₂O жаропроизводительность мазута t'_{max} составляет около 2110 °С. Содержание 1% влаги в мазуте снижает его жаропроизводительность всего лишь на 3° [37].

Повысить температуру горения мазута можно, подогревая воздух до температуры 500 °С и применяя обогащенный кислородом воздух. При этом, естественно, необходимо считаться с эндотермическим процессом диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре, рассмотренным в гл. VII.

При повышении содержания кислорода в воздухе до 50% расчетная температура горения достигает 2600 °С. При сжигании в атмосфере чистого кислорода расчетная температура горения мазута превышает 2800 °С.

Объем воздуха, необходимый для сгорания мазута в стехиометрических условиях, составляет 10,1—10,3 м³/кг.

При этом получают 10,9—11,1 м³ продуктов сгорания V_{Σ}' , в том числе ~1,6 м³ RO₂; 8—8,1 м³ N₂ и 1,2—1,4 м³ водяного пара.

Максимальная энтальпия продуктов сгорания R равна примерно 840 ккал/м³, а максимальная энтальпия сухих продуктов сгорания P , т. е. $Q_{\text{н}} : (V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2})$, составляет около 960 ккал/м³.

Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания ($B = V_{\text{с.г.}}^0 : V_{\Sigma}'$) приблизительно равно 0,88.

RO_{2 max} флотского мазута порядка 16,2%, топочного мазута марки 40 около 16,3%, топочного мазута марки 100 и 200 16,4—16,5%, высоковязких крекинг-остатков 16,5—16,7%. В среднем для топочного мазута можно принять значение величины RO_{2 max} равным 16,5%.

Теплоемкость мазута возрастает с уменьшением его плотности и повышением температуры. Округленно теплоемкость мазута в температурном интервале от 50 до 100 °С можно принять равной 0,5 ккал/(кг·град).

Коэффициент теплопроводности флотского мазута — около 0,10, а топочного мазута 0,11 ккал/(м·ч·град).

Определение эффективности использования мазута. В табл. 112 приведен состав сухих продуктов полного сгорания легкого мазута при различном разбавлении продуктов сгорания воздухом. Аналогичные данные для топочного мазута с RO_{2 max} = 16,5% приведены в табл. 113. Пользуясь этими таблицами, можно оценить правильность анализа продуктов сгорания и определить значение коэффициентов избытка воздуха α и коэффициента разбавления сухих продуктов сгорания h [37].

Подсчет 1. Состав продуктов сгорания тяжелого топочного мазута: 10,2% RO₂; 8,0% O₂. Определить коэффициент избытка воздуха α .

По табл. 113 для продуктов сгорания данного состава находим $\alpha = 1,58$.

Подсчет 2. В результате анализа продуктов сгорания топочного мазута получен состав: 10,6% RO₂; 9,5% O₂. Определить коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания h .

Согласно данным табл. 113 при наличии в продуктах сгорания мазута 10,6% RO₂ в них должно содержаться не 9,5, а всего около 7,5% O₂.

Из табл. 31 видно, что при содержании в продуктах полного сгорания топлива 10,6% RO₂ и 9,5% O₂ RO_{2 max} равно около 19,4%, что превышает RO_{2 max} мазута примерно на 3%. В соответствии с этим следует провести повторный анализ продуктов сгорания.

При сжигании мазута в надлежащих условиях потери тепла вследствие механической неполноты сгорания, обусловленной сажеобразованием, незначительны и составляют величину около 0,2%, что лежит в пределах точности подсчета КПД топливоиспользующих установок.

В соответствии с этим коэффициент использования топлива можно подсчитать по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3) \% \quad (\text{XXI.1})$$

В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду невелики и могут быть определены по графикам в зависимости от производи-

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания легкого мазута (малосернистого и высокосернистого) в зависимости от содержания в них RO_2

Состав сухих продуктов сгорания, %			h	a	Калориметрическая температура горения $t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	Состав сухих продуктов сгорания, %			h	a	Калориметрическая температура горения $t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$
RO_2	O_2	N_2				RO_2	O_2	N_2			
16,0	0,0	84,0	1,00	1,00	2100	11,4	6,0	82,6	1,40	1,38	1600
15,8	0,3	83,9	1,01	1,01	2080	11,2	6,3	82,5	1,43	1,41	1570
15,6	0,5	83,9	1,03	1,03	2050	11,0	6,6	82,4	1,45	1,43	1550
15,4	0,8	83,8	1,04	1,04	2030	10,8	6,8	82,4	1,48	1,46	1520
15,2	1,1	83,7	1,05	1,05	2020	10,6	7,1	82,3	1,51	1,48	1500
15,0	1,3	83,7	1,07	1,07	2000	10,4	7,4	82,2	1,54	1,51	—
14,8	1,6	83,6	1,08	1,08	1980	10,2	7,6	82,2	1,57	1,54	—
14,6	1,8	83,6	1,10	1,10	1950	10,0	7,9	82,1	1,60	1,57	—
14,4	2,1	83,5	1,11	1,10	1930	9,8	8,1	82,1	1,63	1,60	—
14,2	2,4	83,4	1,13	1,12	1910	9,6	8,4	82,0	1,67	1,64	—
14,0	2,6	83,4	1,14	1,13	1890	9,4	8,7	81,9	1,70	1,67	—
13,8	2,9	83,3	1,16	1,15	1860	9,2	8,9	81,9	1,74	1,70	—
13,6	3,2	83,2	1,18	1,17	1840	9,0	9,2	81,8	1,78	1,74	—
13,4	3,4	83,2	1,19	1,18	1820	8,8	9,5	81,7	1,82	1,78	—
13,2	3,7	83,1	1,21	1,20	1800	8,6	9,7	81,7	1,86	1,82	—
13,0	3,9	83,1	1,23	1,22	1780	8,4	10,0	81,6	1,90	1,86	—
12,8	4,2	83,0	1,25	1,24	1750	8,2	10,2	81,6	1,95	1,90	—
12,6	4,5	82,9	1,27	1,26	1730	8,0	10,5	81,5	2,00	1,95	—
12,4	4,7	82,9	1,29	1,27	1710	7,8	10,8	81,4	2,05	2,00	—
12,2	5,0	82,8	1,31	1,29	1690	7,6	11,0	81,4	2,10	2,05	—
12,0	5,3	82,7	1,33	1,31	1670	7,4	11,3	81,3	2,16	2,10	—
11,8	5,5	82,7	1,35	1,33	1650	7,2	11,5	81,3	2,22	2,16	—
11,6	5,8	82,6	1,38	1,36	1620	7,0	11,8	81,2	2,28	2,22	—

тельности установки, как это делается, например, при испытаниях паровых котлов, по обратному балансу можно вычислить не только коэффициент использования топлива, но и коэффициент полезного действия установок

$$\text{КПД} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5). \quad (\text{XXI.2})$$

Потери тепла с уходящими газами q_2 и вследствие химической неполноты сгорания q_3 требуют определения состава и температуры уходящих газов. При этом подсчет указанных потерь тепла можно вести по различным методам: с привлечением данных о составе и теплоте сгорания сжигаемого топлива или по упрощенной методике на основе обобщенных характеристик топлива, без замеров расхода сжигаемого мазута, отбора средней пробы и определения состава мазута и теплоты сгорания.

Проверка сходимости результатов, проведенная энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского, Институтом нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, Орггрэсом, Ленэнерго и другими организациями, показала, что совпадение результатов лежит в пределах точности применяемых приборов.

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания тяжелого мазута (мало- и высокосернистого) в зависимости от содержания в них RO_2

Состав сухих продуктов сгорания, %			h	a	Калориметрическая температура горения $t', ^\circ C$	Состав сухих продуктов сгорания, %			h	a	Калориметрическая температура горения $t', ^\circ C$
RO_2	O_2	N_2				RO_2	O_2	N_2			
16,5	0,0	83,5	1,00	1,00	2100	10,2	8,0	81,8	1,61	1,58	—
16,3	0,3	83,4	1,01	1,01	2080	10,0	8,3	81,7	1,65	1,61	—
16,0	0,6	83,4	1,03	1,03	2040	9,8	8,5	81,7	1,68	1,64	—
15,8	0,9	83,3	1,05	1,05	2020	9,6	8,8	81,6	1,72	1,68	—
15,6	1,2	83,2	1,06	1,08	2000	9,4	9,0	81,6	1,75	1,71	—
15,4	1,4	83,2	1,07	1,07	1980	9,2	9,3	81,5	1,79	1,75	1350
15,2	1,7	83,1	1,08	1,08	1970	9,0	9,5	81,5	1,83	1,79	—
15,0	1,9	83,1	1,10	1,09	1960	8,8	9,8	81,4	1,87	1,82	—
14,8	2,2	83,0	1,11	1,10	1940	8,6	10,0	81,4	1,92	1,87	—
14,6	2,4	83,0	1,13	1,12	1910	8,4	10,3	81,3	1,97	1,92	—
14,4	2,7	82,9	1,15	1,14	1890	8,2	10,5	81,3	2,00	1,95	—
14,2	2,9	82,9	1,16	1,15	1870	8,0	10,8	81,2	2,06	2,00	1200
14,0	3,2	82,8	1,18	1,17	1850	7,8	11,0	81,2	2,12	2,06	—
13,8	3,4	82,8	1,20	1,19	1830	7,6	11,3	81,1	2,17	2,10	—
13,6	3,7	82,7	1,21	1,20	1820	7,4	11,6	81,0	2,23	2,16	—
13,4	4,0	82,6	1,23	1,22	1800	7,2	11,8	81,0	2,29	2,22	—
13,2	4,2	82,6	1,25	1,24	1780	7,0	12,1	80,9	2,35	2,28	—
13,0	4,5	82,5	1,27	1,25	1750	6,8	12,3	80,9	2,42	2,35	—
12,8	4,7	82,5	1,29	1,27	1730	6,6	12,6	80,8	2,50	2,42	—
12,6	5,0	82,4	1,31	1,29	1710	6,4	12,8	80,8	2,58	2,50	1000
12,4	5,2	82,4	1,33	1,31	1700	6,2	13,0	80,8	2,66	2,57	—
12,2	5,5	82,3	1,35	1,33	1680	6,0	13,3	80,7	2,75	2,66	—
12,0	5,7	82,3	1,37	1,35	1660	5,8	13,6	80,6	2,84	2,74	—
11,8	6,0	82,2	1,40	1,38	1640	5,6	13,9	80,5	2,95	2,85	—
11,6	6,2	82,2	1,42	1,40	1620	5,4	14,1	80,5	3,06	2,95	—
11,4	6,5	82,1	1,45	1,42	1600	5,2	14,4	80,4	3,18	3,06	—
11,2	6,7	82,1	1,48	1,45	1580	5,0	14,6	80,4	3,30	3,18	—
11,0	7,0	82,0	1,50	1,47	1550	4,8	14,9	83,3	3,44	3,30	—
10,8	7,2	82,0	1,53	1,50	1520	4,6	15,1	80,3	3,58	3,44	—
10,6	7,5	81,9	1,55	1,52	—	4,4	15,4	80,2	3,74	3,59	—
10,4	7,8	81,8	1,58	1,55	—	4,2	15,6	80,2	3,92	3,76	—
						4,0	15,9	80,1	4,12	3,95	—

На основе проведенных испытаний Орггрэс пришел к выводу, что при работе на жидком и газообразном топливе представляется возможно «точно проводить сравнительные теплотехнические расчеты и подсчитывать потери тепла с уходящими газами и от химической неполноты горения, не прибегая во время испытаний к отбору средней пробы топлива, определению его состава и теплоты сгорания» [147].

При подсчетах q_2 и q_3 по упрощенной методике можно пользоваться универсальными формулами или более простыми локальными форму-

Значения величины Z для легкого (флотского) мазута

Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в сухих продуктах сгорания, %	Температура продуктов сгорания, °C							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
16,0	3,95	4,05	4,10	4,20	4,30	4,40	4,50	4,60
15,8	3,98	4,08	4,13	4,23	4,34	4,44	4,54	4,64
15,6	4,05	4,15	4,20	4,30	4,41	4,51	4,61	4,71
15,4	4,08	4,18	4,24	4,34	4,44	4,54	4,64	4,75
15,2	4,12	4,22	4,27	4,37	4,48	4,58	4,68	4,79
15,0	4,18	4,28	4,34	4,44	4,54	4,65	4,75	4,86
14,8	4,21	4,31	4,37	4,47	4,58	4,69	4,79	4,90
14,6	4,28	4,38	4,44	4,54	4,65	4,76	4,86	4,97
14,4	4,31	4,41	4,47	4,57	4,69	4,80	4,90	5,01
14,2	4,38	4,48	4,54	4,64	4,76	4,87	4,97	5,08
14,0	4,41	4,51	4,58	4,68	4,79	4,90	5,00	5,12
13,8	4,48	4,58	4,64	4,74	4,86	4,98	5,08	5,19
13,6	4,54	4,64	4,71	4,81	4,93	5,05	5,15	5,27
13,4	4,58	4,68	4,75	4,85	4,97	5,08	5,18	5,30
13,2	4,64	4,74	4,81	4,91	5,04	5,16	5,26	5,38
13,0	4,71	4,81	4,88	4,98	5,11	5,23	5,33	5,45
12,8	4,78	4,88	4,95	5,05	5,18	5,30	5,40	5,53
12,6	4,84	4,94	5,02	5,12	5,24	5,34	5,47	5,60
12,4	4,91	5,01	5,09	5,19	5,32	5,44	5,54	5,67
12,2	4,97	5,07	5,15	5,25	5,39	5,52	5,62	5,75
12,0	5,04	5,14	5,22	5,32	5,46	5,59	5,69	5,82
11,8	5,11	5,21	5,29	5,39	5,53	5,66	5,76	5,90
11,6	5,20	5,30	5,39	5,49	5,63	5,77	5,87	6,01
11,4	5,27	5,37	5,46	5,56	5,70	5,84	5,94	6,08
11,2	5,37	5,47	5,56	5,66	5,80	5,95	6,05	6,19
11,0	5,44	5,54	5,63	5,73	5,88	6,02	6,12	6,27
10,8	5,53	5,63	5,73	5,83	5,98	6,13	6,23	6,38
10,6	5,63	5,73	5,83	5,93	6,09	6,24	6,34	6,49
10,4	5,73	5,83	5,94	6,04	6,19	6,34	6,44	6,60
10,2	5,83	5,93	6,04	6,14	6,30	6,45	6,55	6,71
10,0	5,93	6,03	6,14	6,24	6,40	6,56	6,66	6,82
9,8	6,03	6,13	6,24	6,34	6,50	6,67	6,77	6,93
9,6	6,16	6,26	6,38	6,48	6,64	6,81	6,91	7,08
9,4	6,26	6,36	6,48	6,58	6,75	6,92	7,02	7,19
9,2	6,39	6,49	6,62	6,72	6,89	7,06	7,16	7,34
9,0	6,53	6,63	6,75	6,85	7,03	7,21	7,31	7,49
8,8	6,66	6,76	6,86	6,99	7,17	7,35	7,45	7,63
8,6	6,79	6,89	7,02	7,12	7,31	7,50	7,60	7,78
8,4	6,92	7,02	7,16	7,26	7,45	7,64	7,74	7,93
8,2	7,09	7,19	7,33	7,43	7,62	7,82	7,92	8,12
8,0	7,25	7,35	7,44	7,54	7,80	8,00	8,10	8,30
7,8	7,41	7,51	7,67	7,77	7,97	8,18	8,28	8,48
7,6	7,58	7,68	7,84	7,94	8,15	8,36	8,46	8,67
7,4	7,78	7,88	8,04	8,14	8,36	8,57	8,67	8,89
7,2	7,97	8,07	8,24	8,34	8,57	8,78	8,88	9,11
7,0	8,17	8,27	8,45	8,55	8,78	8,88	9,10	9,33

Значения величины Z для тяжелого (топочного) мазута ($RO_2 \max = 16,5\%$)

Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в продуктах сгорания	Температура продуктов сгорания, °C							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
16,5	3,95	4,00	4,05	4,17	4,28	4,38	4,48	4,58
16,3	4,00	4,05	4,10	4,22	4,32	4,42	4,53	4,62
16,0	4,05	4,10	4,14	4,27	4,37	4,47	4,58	4,66
15,8	4,10	4,14	4,18	4,32	4,42	4,52	4,63	4,72
15,6	4,14	4,18	4,22	4,37	4,47	4,57	4,68	4,76
15,4	4,18	4,22	4,27	4,42	4,52	4,62	4,73	4,83
15,2	4,22	4,27	4,32	4,47	4,57	4,67	4,78	4,87
15,0	4,27	4,32	4,37	4,52	4,63	4,74	4,85	4,93
14,8	4,32	4,37	4,42	4,57	4,70	4,80	4,90	4,98
14,6	4,37	4,42	4,47	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05
14,4	4,42	4,47	4,52	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10
14,2	4,47	4,52	4,57	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
14,0	4,52	4,57	4,63	4,81	4,90	5,00	5,10	5,20
13,8	4,57	4,63	4,70	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
13,6	4,63	4,70	4,75	4,91	5,00	5,10	5,20	5,30
13,4	4,70	4,75	4,81	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35
13,2	4,75	4,81	4,88	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45
13,0	4,81	4,88	4,96	5,13	5,25	5,35	5,45	5,55
12,8	4,88	4,96	5,05	5,20	5,32	5,42	5,52	5,62
12,6	4,96	5,03	5,10	5,27	5,40	5,50	5,60	5,70
12,4	5,03	5,10	5,17	5,33	5,45	5,55	5,65	5,75
12,2	5,10	5,17	5,25	5,40	5,50	5,60	5,70	5,80
12,0	5,17	5,25	5,33	5,45	5,60	5,70	5,80	5,90
11,8	5,25	5,34	5,40	5,52	5,70	5,80	5,90	6,00
11,6	5,34	5,40	5,43	5,62	5,80	5,90	6,00	6,10
11,4	5,43	5,50	5,56	5,72	5,90	6,00	—	—
11,2	5,52	5,60	5,64	5,82	5,97	6,10	—	—
11,0	5,61	5,68	5,72	5,92	6,05	6,20	—	—
10,8	5,70	5,75	5,80	6,02	6,15	6,30	—	—
10,6	5,79	5,83	5,88	6,13	6,25	6,40	—	—
10,4	5,88	5,92	5,96	6,20	6,35	6,50	—	—
10,2	5,97	6,06	6,05	6,30	6,45	6,60	—	—
10,0	6,05	6,16	6,17	6,40	6,55	6,70	—	—
9,8	6,16	6,27	6,30	6,50	6,65	6,80	—	—
9,6	6,27	6,36	6,40	6,60	6,75	6,90	—	—
9,4	6,40	6,48	6,55	6,75	6,90	7,05	—	—
9,2	6,55	6,65	6,70	6,90	7,05	7,20	—	—
9,0	6,70	6,78	6,85	7,05	7,20	7,35	—	—
8,8	6,85	6,92	7,00	7,20	7,35	7,50	—	—
8,6	7,00	7,08	7,15	7,35	7,50	7,65	—	—
8,4	7,15	7,22	7,30	7,50	7,65	7,80	—	—

Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в продуктах сгорания	Температура продуктов сгорания, °С							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
8,2	7,30	7,38	7,45	7,65	7,80	8,00	—	—
8,0	7,45	7,52	7,60	7,85	7,95	8,15	—	—
7,8	7,60	7,68	7,75	8,00	8,15	8,35	—	—
7,6	7,75	7,82	7,90	8,20	8,40	8,55	—	—
7,4	7,90	8,00	8,10	8,40	8,60	8,80	—	—
7,2	8,10	8,25	8,35	8,60	8,80	9,00	—	—
7,0	8,35	8,50	8,60	8,80	9,00	9,20	—	—
6,8	8,60	8,75	8,85	9,10	9,25	9,45	—	—
6,6	8,85	9,00	9,10	9,30	9,50	9,75	—	—
6,4	9,10	9,25	9,35	9,55	9,75	10,00	—	—
6,2	9,35	9,50	9,60	9,80	10,00	10,30	—	—
6,0	9,60	9,80	9,90	10,10	10,30	10,60	—	—

лами с коэффициентами, подсчитанными для определенного вида топлива. По мнению автора, при определении эффективности использования мазута удобнее применять локальные формулы и составленные для мазута расчетные таблицы.

Потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y,r} - t_b) Z \% \quad (XXI.3)$$

Значение величины Z для продуктов сгорания флотского мазута приведены в табл. 114, а для топочного мазута — в табл. 115.

Располагаемое тепло продуктов сгорания определяют по формуле

$$q_{расп} = 0,01 t Z \% \quad (XXI.4)$$

Табл. 114 и 115 составлены для мазута с содержанием влаги от 0 до 2%. При увеличении содержания влаги в мазуте потери тепла с уходящими газами, подсчитанные по формуле (XXI.3), можно скорректировать, умножая q_2 на коэффициент, равный 1,005 (при содержании влаги от 5 до 8%); 1,010 (от 8 до 12% H_2O); 1,015 (от 12 до 16% H_2O).

Практически корректировку целесообразно осуществлять лишь при высоких значениях величины q_2 — 20% и выше — и при содержании в мазуте более 10% H_2O .

Подсчет 3. При сжигании топочного мазута в трубчатой печи нефтеперерабатывающего завода у перевальной стенки зафиксированы следующие данные. Состав продуктов сгорания: 12,2% RO_2 ; 5,5% O_2 ; температура 600 °С.

Подсчитать располагаемое тепло продуктов сгорания.

Величина Z по табл. 115 равна 5,40.

В соответствии с этим располагаемое тепло продуктов сгорания равно

$$q_{расп} = 0,01 \cdot 600 \cdot 5,40 = 32,4 \%$$

Подсчет 4. Подсчитать потери тепла с уходящими газами, отводимыми из установки при сжигании топочного мазута.

Состав продуктов сгорания: 10,2% RO_2 ; 8,0% O_2 . Температура уходящих газов 220 °С, температура воздуха 20 °С.

Проверяем по табл. 31 $RO_{2\max}$ продуктов сгорания. Он равен 16,50, т. е. соответствует $RO_{2\max}$ для мазута.

Находим по табл. 115 величину $Z = 5,97$.

$$\text{Отсюда } q_2 = 0,01 \cdot (220 - 20) \cdot 5,97 = 12,0 \%$$

При сжигании мазута в паровых форсунках дополнительное количество тепла, уносимое водяным паром, вдуваемым в форсунки, можно подсчитать по формуле

$$q'_2 = \frac{D \cdot C (t_2 - t_1) \cdot 100}{Q_H^P} \%, \quad (\text{XXI.5})$$

где D — количество пара, кг на 1 кг мазута; t_1 — температура вдуваемого пара, °C; t_2 — температура уходящих газов, °C; C — средняя теплоемкость водяного пара (весовая) в температурном интервале от 0 до t_2 , ккал/(кг·°C); Q_H^P — низшая теплота сгорания мазута, ккал/кг.

Величина q'_2 составляет незначительную часть суммарных потерь тепла с уходящими газами, в особенности с учетом температуры вдуваемого пара. В соответствии с этим теплоту сгорания мазута при определении q'_2 можно округленно принять равной 10 000 ккал/кг, среднюю теплоемкость водяного пара 0,5 ккал/(кг·°C). Расход водяного пара на 1 кг мазута D определяют по характеристике форсунок. При этом формула приобретает вид

$$q'_2 = D(t_2 - t_1)/200 \%. \quad (\text{XXI.6})$$

Теплоту нагрева мазута q''_2 в процентах к его теплоте сгорания можно подсчитать по формуле

$$q''_2 = C t_{\text{маз}} \cdot 100 / Q_H^P \%, \quad (\text{XXI.7})$$

где $t_{\text{маз}}$ — температура нагрева мазута, °C; $C_{\text{маз}}$ — средняя теплоемкость мазута в интервале температур от 0 до t °C, ккал/(кг·°C); Q_H^P — низшая теплота сгорания мазута, ккал/кг.

Принимая аналогично предыдущему низшую теплоту сгорания мазута равной 10 000 ккал/кг и теплоемкость 0,5 ккал/(кг·°C), получаем значение

$$q''_2 = \frac{0,5 \cdot 100 t_{\text{маз}}}{10\,000} = \frac{t_{\text{маз}}}{200} \%, \quad (\text{XXI.8})$$

$$\Sigma q_2 = q_2 + q'_2 - q''_2. \quad (\text{XXI.9})$$

Подсчет 5. Подсчитать потери тепла с уходящими газами, отводимыми из котла, при сжигании топочного мазута на основе следующих данных.

Состав продуктов сгорания: 12,2% RO_2 ; 5,5% O_2 ; 0,1% CO .

Температура уходящих газов 180 °C; температура воздуха 30 °C.

Мазут сжигают в форсунках с паровым распыливанием; расход пара около 0,3 кг на 1 кг мазута; температура пара 120 °C;

Мазут поступает подогретым до температуры 80 °C.

Поскольку в продуктах сгорания содержится незначительное количество CO , проверим соответствие данных их анализа по табл. 113, после чего продолжим расчет.

По табл. 115 величина Z равна 5,07.

Следовательно,

$$q_2 = 0,01 \cdot (180 - 30) \cdot 5,07 = 7,6 \%.$$

По формуле (XXI.6)

$$q'_2 = 0,3 \cdot (180 - 120) / 200 = 0,09 \% \approx 0,1 \%.$$

По формуле (XXI.8)

$$q''_2 = 80 / 200 = 0,4 \%.$$

Суммарные потери тепла с уходящими газами равны

$$\Sigma q_2 = q_2 + q'_2 - q''_2 = 7,6 + 0,1 - 0,4 = 7,3 \%.$$

По формуле (XXI.9) подсчитывают потери тепла по отношению к потенциальному теплу сжигаемого мазута, т. е. к его низшей теплоте сгорания, умноженной на количество сжигаемого топлива. При подсчете потерь тепла по отношению к суммарному теплу, подведенному в

топку, т. е. к потенциальному и физическому теплу мазута и физическому теплу нагретого воздуха, подсчет ведут по формулам, приведенным в гл. X.

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания флотского мазута можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{50\text{CO} + 40\text{H}_2 + 140\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}, \quad (\text{XXI.10})$$

а при сжигании топочного мазута с более высоким значением величины $\text{RO}_2 \text{ max}$ по формуле

$$q_3 = \frac{52\text{CO} + 45\text{H}_2 + 145\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}. \quad (\text{XXI.11})$$

По данным В. В. Карпова и Л. М. Цирюльниковца, соотношение $\text{CO} : \text{H}_2 : \text{CH}_4$ в продуктах неполного сгорания мазута в первом приближении равно 5 : 2 : 1 [148]. По другим данным, это соотношение в большей степени сдвинуто в сторону CO.

Если содержание H_2 и CH_4 не определено, то суммарные потери тепла вследствие химической неполноты сгорания мазута можно приближенно оценить по формуле

$$q_3 = \frac{80\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} \%. \quad (\text{XXI.12})$$

В табл. 116 приведены примерные значения выходов нефтепродуктов при переработке нефти в США и странах Западной Европы.

Т а б л и ц а 116

Выход нефтепродуктов в нефтеперерабатывающей промышленности

Продукт	Выход (%) в		Продукт	Выход	
	США	странах Западной Европы		США	странах Западной Европы
Нефтезаводский газ	5	5	Средние дистиллаты и смазочные масла	20	25
Бензин	55	35	Мазут и асфальт	5	25
Дизельное топливо	15	10			

Другие виды жидкого топлива. Помимо мазута, для отопления котлов и печей применяют сырую нефть и продукты переработки твердого топлива. Однако эти виды топлива используют в народном хозяйстве в гораздо меньшем количестве, чем мазут.

В СССР сжигают ограниченное количество весьма высокосернистой нефти, переработка которой затруднена.

При транспортировке, хранении и сжигании сырой нефти необходимо считаться с ее низкой температурой вспышки, обуславливающей повышенную пожарную опасность.

Так, температура вспышки арланской сырой нефти, стабилизированной отгонкой 4% наиболее легких углеводородов (отбензиненной), равна 45—60 °С (при определении в открытом тигле). Содержание серы в этой нефти превышает 3%. Условная вязкость при 50 °С составляет 3—8 ВУ.

Жидкое топливо для котлов и печей вырабатывают также из сланцев и смолы, получаемой в процессе полукоксования углей.

Условная вязкость сланцевого масла при 80 °С равна 3—5° ВУ, зольность до 0,3%, содержание серы до 1%, воды до 2—3%. Температура вспышки не ниже 65 и 80 °С, температура застывания не выше

10 °С. Теплота сгорания в бомбе в пересчете на сухое топливо не ниже 9300 ккал/кг.

Наряду с этими видами топлива в качестве жидкого горючего иногда используют смолу, получаемую в процессе коксования каменных углей. Элементарный состав смолы: 90% Сг; 7% Нг; 1% Sг; 2% (Oг+Ng): содержание воды: ~5% Н₂O, 1% золы. Низшая теплота сгорания 8500 ккал/кг, жаропроизводительность около 2000 °С. Вязкость при 50 °С около 25 ВУ. Плотность при 20 °С 1,04—1,20 г/см³.

Смола, получаемая в процессе газификации торфа и бурых углей, содержит 8—10% кислорода. Теплота сгорания этой смолы около 8000 ккал/кг, а жаропроизводительность ~2000 °С.

В процессе термической переработки древесины получают в качестве побочного продукта метанол (метилловый или древесный спирт) СН₃ОН. Метанол является ценным сырьем для химической технологии, и с развитием химической промышленности стали стремиться к увеличению его ресурсов. Теперь метанол получают в основном конверсией природного газа с образованием Н₂ и СО, на базе которых его синтезируют.

В последнее время метанол начали рассматривать как перспективный вид легкого жидкого топлива для двигателей внутреннего сгорания и других установок.

Теплота сгорания метанола около 5100 ккал/кг, более чем в 2 раза ниже теплоты сгорания метана (около 11 900 ккал/кг). Однако жаропроизводительность метанола практически равна жаропроизводительности метана и природного газа. Это обусловлено тем, что расход воздуха на горение метанола, содержащего 50% (по массе) О, соответственно меньше, чем на горение метана. Указанное положение справедливо также для других углеводов и спиртов (табл. 117, см. также рис. 8).

Таблица 117

Сопоставление теплоты сгорания и жаропроизводительности углеводов и спиртов¹

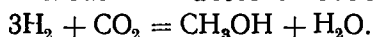
Углеводород	Формула углеводорода	Низшая теплота сгорания Q _н , угл., тыс. ккал/кг	Жаропроизводительность t _{max} , °С	Спирт	Формула спирта	Низшая теплота сгорания Q _н ст., тыс. ккал/кг	Жаропроизводительность t _{max} , °С	Q _н , ст. 100%	
								Q _н , угл.	t _{max} угл.
Метан	CH ₄	11,9	2043	Метилловый	CH ₃ O	5,1	2046	43	100
Этан	C ₂ H ₆	11,3	2097	Этилловый	C ₂ H ₅ O	6,6	2080	58	99
Пропан	C ₃ H ₈	11,0	2110	Пропилловый	C ₃ H ₇ O	7,5	2085	68	99
Бутан	C ₄ H ₁₀	10,9	2118	Бутилловый	C ₄ H ₉ O	8,0	2095	73	99
Пентан	C ₅ H ₁₂	10,8	2119	Амилловый	C ₅ H ₁₁ O	8,5	2100	78	99
Гексан	C ₆ H ₁₄	10,7	2124	Гексилловый	C ₆ H ₁₃ O	8,7	2107	81	99
Гептан	C ₇ H ₁₆	10,7	2126	Гептилловый	C ₇ H ₁₅ O	8,9	2112	83	99
Октан	C ₈ H ₁₈	10,7	2128	Октилловый	C ₈ H ₁₇ O	9,1	2113	85	99
Нонан	C ₉ H ₂₀	10,7	2128	Нонилловый	C ₉ H ₁₉ O	9,2	2116	86	99

¹ Жаропроизводительности вычислены для парообразного состояния углеводов, спиртов и сухого воздуха.

Транспортировка метанола на дальние расстояния в танкерах обходится дешевле, чем сжиженного природного газа, так как отпадают трудности, связанные с перевозкой сжиженного природного газа при низких температурах. Поэтому проектируется производство метанола на заводах, сооружаемых вблизи от месторождений природного или ис-

точников нефтепромыслового газа, добываемого совместно с нефтью, с последующей транспортировкой метанола по трубопроводам и в танкерах.

Метанол можно синтезировать также при взаимодействии водорода и углекислого газа. Водород получают электролизом воды или растворов солей с использованием энергии атомных электростанций, а углекислый газ — в качестве побочного продукта при производстве извести:



Приводим расчетные эквиваленты для различных видов жидкого топлива.

При сопоставлении различных видов топлива в качестве эталона принимают условное топливо с низшей теплотой сгорания 7000 ккал/кг, что соответствует теплоте сгорания каменного угля и антрацита с невысоким содержанием балласта.

Отношение низшей теплоты сгорания 1 кг твердого и жидкого или 1 м³ газообразного топлива к теплоте сгорания условного топлива называют расчетным эквивалентом или угольным эквивалентом. В качестве эталона для сопоставления различных видов горючего по теплоте сгорания удобнее применять топливо с низшей теплотой сгорания 10 000 ккал/кг, что примерно соответствует теплоте сгорания сырой нефти и дизельного топлива. Это соотношение можно именовать нефтяным эквивалентом.

Топливо	Эквивалент	
	угольный	нефтяной
Нефть	1,43	1,00
Сжиженный газ	1,57	1,10
Бензин	1,50	1,05
Керосин	1,47	1,03
Дизельное топливо	1,43	1,00
Мазут флотский	1,40	0,98
Мазут топочный малосернистый	1,35	0,95
Мазут топочный высокосернистый	1,34	0,94
Смола каменноугольная	1,20	0,85
Метанол	0,73	0,51

Г л а в а XXII

СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Газ обладает рядом важных преимуществ перед другими видами топлива. При его сжигании не образуется золы. Газ можно сжечь без образования дыма, сажи и других продуктов неполного сгорания. Газ сравнительно легко можно очистить от сернистых соединений и обеспечить квалифицированных потребителей бессернистым топливом, при сжигании которого не образуются SO_2 и SO_3 . Городской и внутризаводской транспорт газа значительно удобнее и дешевле перевозки твердого и жидкого топлива. Газ с малым содержанием балласта легко зажигается. При работе на газе значительно облегчается запуск и обслуживание топливоиспользующих установок [149].

Теплотехнические характеристики газообразного топлива приводят обычно на 1 м^3 газа. В данной книге все расчеты даны на 1 м^3 газа при нормальных условиях, т. е. при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 0°C .

Наряду с нормальными условиями газа различают стандартные условия¹, которым соответствует давление 760 мм рт. ст. и температура 20°C .

В табл. 118 даны коэффициенты для пересчета объемов газа из одних условий в другие [150].

Таблица 118

Коэффициенты для пересчета объемов газа из одних условий в другие

Температура газа, $^\circ\text{C}$	Коэффициент при температуре пересчета, $^\circ\text{C}$		
	0	15	20
0	1	1,055	1,073
15	0,948	1	1,019
20	0,932	0,983	1

В табл. 119 приведено содержание водяных паров, насыщающих газ при различных температурах и нормальном давлении.

Впервые горючий (искусственный) газ начали производить из твердого топлива преимущественно из каменных углей. Искусственный газ обходится значительно дороже исходного твердого топлива. К тому же производство газа связано с крупными капиталовложениями. Поэтому искусственный газ использовали в сравнительно ограниченных пределах в качестве топлива для бытовых потребителей и технологических печей.

¹ В иностранной технической литературе приводят характеристики газа также при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 15°C .

Абсолютная влажность газов при нормальном давлении

Температура, °С	Насыщающее содержание водяных паров, г/м³	Температура, °С	Насыщающее содержание водяных паров, г/м³
—20	0,88	25	23,0
—15	1,38	30	30,3
—10	2,14	35	39,6
—5	3,24	40	51,2
0	4,48	45	65,4
5	6,84	50	83,0
10	9,40	55	104,3
15	12,8	60	130,0
20	17,3	65	161,0

Значительное применение в промышленности, преимущественно металлургической, нашли искусственные газы, получаемые как побочный продукт при производстве кокса (коксовый газ) и чугуна (доменный газ).

Доля газа в топливном балансе коренным образом изменилась с открытием крупных месторождений природного газа и развитием нефтяной промышленности, обусловившим появление попутного нефтепромыслового, нефтезаводских, сжиженных и других углеводородных газов.

В 1900 г. доля естественного, т. е. природного, и попутного нефтепромыслового газов в мировом топливном балансе составляла менее 1%, в 1913 г., предшествовавшем первой мировой войне, — менее 1,5%, в 1938 г., перед второй мировой войной, — 4,8%, а за последующий период она возросла в 4 раза и в 1974 г. достигла 20,7%.

Прогнозируется, что к 1985 г. доля природного газа в мировом топливно-энергетическом балансе составит 25%.

В США и некоторых других странах газ широко используют в промышленности и он является одним из основных видов топлива.

Наряду с преимуществами газообразное топливо обладает также рядом существенных недостатков:

1. Природный и большинство искусственных газов сгорают с образованием малосветящегося факела. Поэтому передача тепла излучением от факела горящего газа незначительна, гораздо меньше, чем от факела жидкого или твердого топлива.

2. Неполноту сгорания газа визуально трудно установить. Поэтому при отсутствии должного контроля сжигание газа может сопровождаться большими потерями тепла вследствие химической неполноты сгорания.

3. Хранение газа в стальных газгольдерах требует весьма крупных металлозатрат, и поэтому такие хранилища строят с расчетом обеспечивать покрытия лишь суточной неравномерности в потреблении газа. Это обуславливает необходимость применения резервного топлива и перевода части промышленных потребителей в зимние месяцы, когда потребность в тепле возрастает, с газообразного топлива на жидкое и твердое.

4. Некоторые виды газообразного топлива содержат значительное количество токсичной окиси углерода. В случае утечки такого газа в результате неплотности коммуникаций или погасания горелок возможны тяжелые отравления людей.

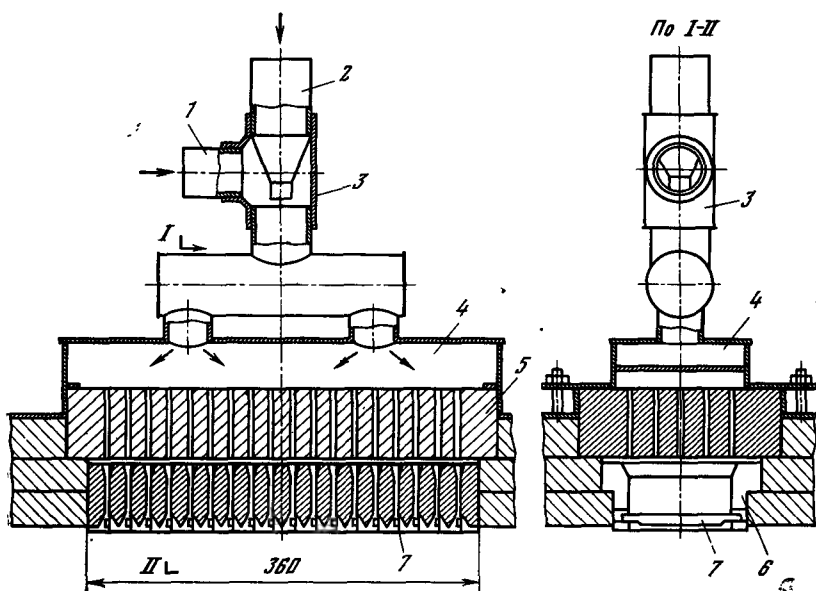


Рис. 21. Беспламенная горелка

5. Газовоздушные смеси весьма взрывоопасны. Проникновение газа в неработающие топки и утечка газа из газопроводов могут привести к серьезным авариям.

Прогрессивные методы использования газа, разработанные и широко внедренные в технику, позволяют ликвидировать или уменьшить влияние перечисленных недостатков газообразного топлива и значительно повысить эффективность его использования.

1. Малая светимость факела газа перекрывается излучением раскаленных огнеупоров при сжигании газа по методам беспламенного горения.

На рис. 21 показана излучающая беспламенная горелка, сконструированная и испытанная в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского.

Газ поступает в горелку по трубе 1, а воздух по трубе 2 в смеситель 3. Из смесителя газовоздушная смесь поступает в камеру 4 и распределяется по туннелям камеры огнеупорного блока 5 со скоростью, превышающей скорость воспламенения, после чего поступает в каналы между огнеупорными насадками 6. Процесс горения протекает вблизи от поверхности огнеупорных насадок 6 и вставок 7. Длина рабочей части горелки 360 мм, ширина 100 мм, площадь 0,036 м². Тепловое напряжение поверхности нагрева составляет около 2 300 000 ккал/(м²·ч). Горелка работает нормально при размещении над ней на расстоянии около 100 мм охлаждаемого водой экрана.

На рис. 22 и 23 изображена беспламенная панельная горелка конструкции Гипронефтемаш.

Газ поступает в горелку по трубе 1 через сопло 2 со скоростью 200—400 м/сек и инжектирует воздух из атмосферы. При пуске установки количество подсасываемого воздуха регулируют заслонкой 3. Образующаяся газовоздушная смесь поступает по инжектору 4 в металлическую распределительную камеру 5, затем проходит по ниппелям 6 диаметром 4—8 мм и поступает в керамические туннели 7 диаметром 20 мм, в которых сжигается газовоздушная смесь. Камера 5 теплоизолирована слоем диатомовой крошки 8 от керамических призм 9, с огнеупорными туннелями 7.

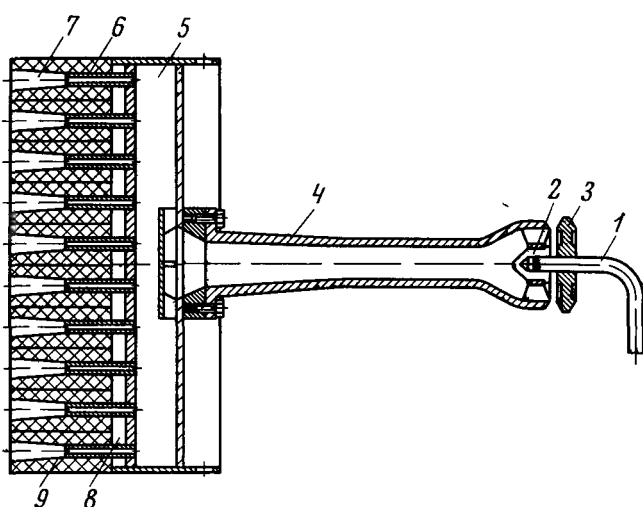
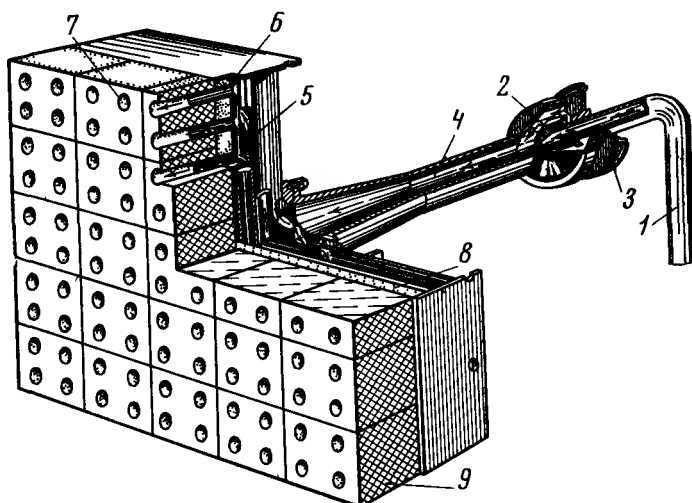


Рис. 22. Схема беспламенной панельной горелки

Рис. 23. беспламенная панельная горелка Гипронефтемаш

Размеры излучающей поверхности горелок 500×500 или 605×605 мм. Толщина горелки 230 мм. Число туннелей в одной горелке от 100 до 365.

На рис 24 показана трубчатая печь со стенами, смонтированными из беспламенных панельных горелок. Печь предназначена для нефтеперерабатывающей и химической промышленности. Теплопроизводительность печи 12 млн. ккал/ч. На расстоянии от 600 до 1200 мм от излучающих стен 1 размещены тепловоспринимающие трубы экрана двухсветного облучения 2, по которым движется нагреваемый нефтепродукт.

КПД печи 80--85%

2. Полнота сгорания газа обеспечивается применением автоматики, поддерживающей заданное соотношение газа и воздуха.

Постоянство соотношения газа и воздуха достигается при использовании горелок полного предварительного смешения, обладающих авторегулировкой, т. е. сохраняющих оптимальное соотношение газа и воздуха при изменении в определенных пределах нагрузки горелок.

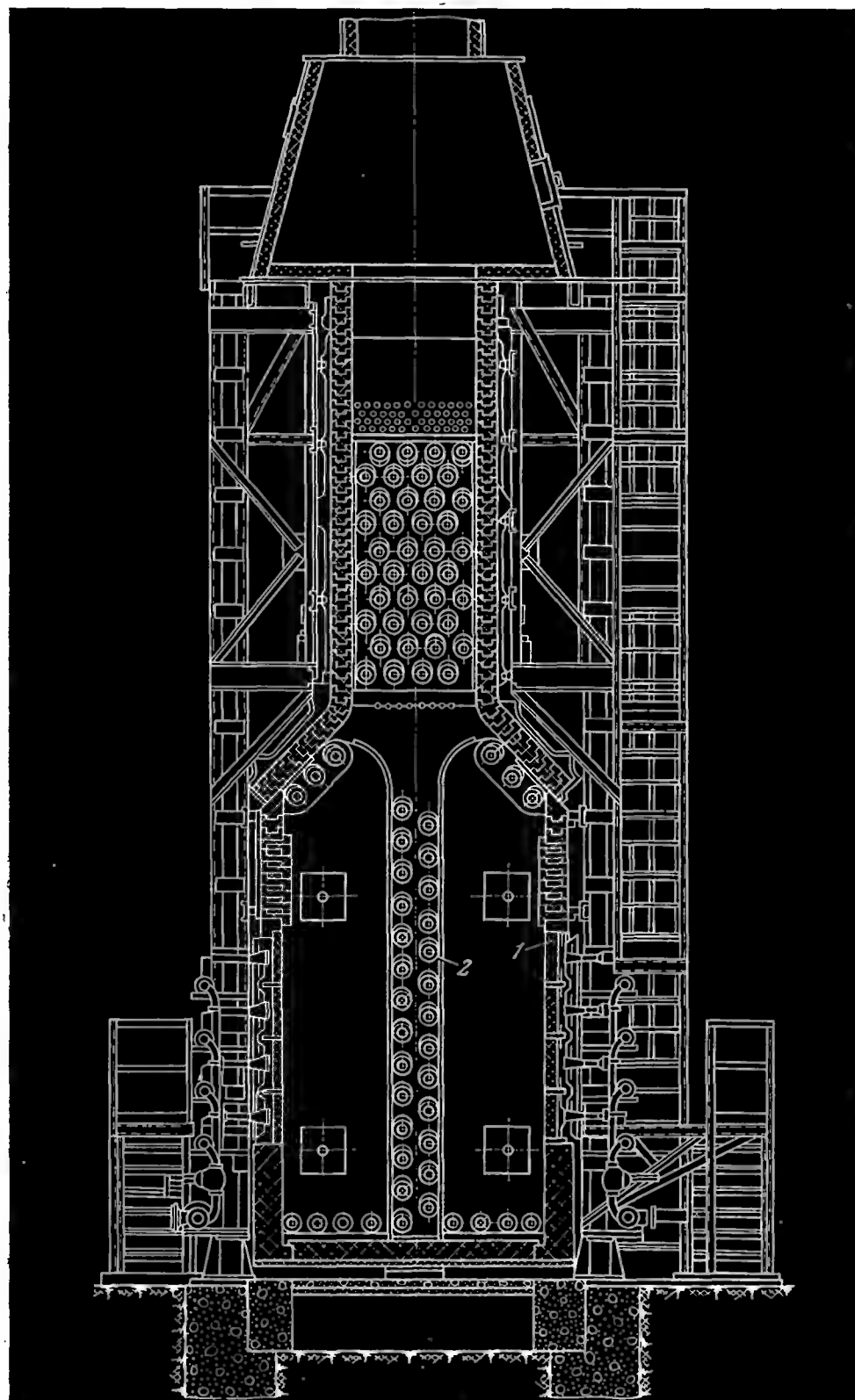


Рис. 24. Трубчатая печь со стенами, смонтированными из панельных беспламенных горелок

Для контроля полноты сгорания газа созданы хроматографические приборы, позволяющие точно фиксировать содержание в продуктах сгорания горючих компонентов.

3. Неравномерность в потреблении газа компенсируется созданием мощных подземных газохранилищ, позволяющих обеспечить круглогодичное снабжение газом потребителей, перевод которых на резервное топливо затруднителен.

Сооружение подземных газохранилищ и кольцевание газопроводов обеспечивают бесперебойное питание газом городов и ряда промышленных предприятий и позволяют широко применять в промышленности прогрессивные типы газовых топок и печей, не усложняя конструкцию оборудования требованиями, связанными с возможностью работы на резервных видах топлива.

В 1970 г. в подземные хранилища было закачено 5 млрд. м^3 газа, а в 1975 г. — 14 млрд. м^3 [154].

В «Основных направлениях развития народного хозяйства на 1976—1980 годы» предусмотрено строительство подземных газохранилищ, главным образом в наиболее топливопотребляющих районах страны при максимальном использовании для этих целей выработанных газовых и нефтяных месторождений [9].

4. Опасность отравления при использовании газообразного топлива резко уменьшилась благодаря тому, что природные и другие углеводородные газы, доминирующие в современном газовом балансе страны, не содержат токсичной окиси углерода.

5. Для предотвращения взрывов при использовании газа отработаны правила безопасного пуска, останова и эксплуатации топок и печей и созданы приборы, сигнализирующие проникновение газа в помещение.

Отдельные виды газообразного топлива сильно различаются по своим свойствам и теплотехническим характеристикам. Так, теплота сгорания 1 м^3 нефтепромыслового газа примерно в 15 раз превосходит теплоту сгорания доменного газа. Водяной, генераторный и доменный газы, в отличие от природного газа, характеризуются крайней токсичностью. Нормальная скорость распространения пламени коксового газа в несколько раз выше, чем природного.

Различия в физико-химических и теплотехнических характеристиках газообразного топлива обусловлены различиями в составе газа.

СОСТАВ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

В состав газообразного топлива входят метан и другие углеводороды, окись углерода, молекулярный водород, а также балластирующие компоненты — азот и углекислый газ. В некоторых газах содержится также небольшое количество кислорода и сероводорода.

Углеводороды. Они характеризуются высокой объемной теплотой сгорания. Низшая теплота сгорания газообразных углеводородов, содержащихся в технических газах, колеблется от 8558 (метан) до 34 900 ккал/ м^3 (пентан). Содержание в технических газах углеводородов резко повышает теплоту сгорания газов и в значительной степени обуславливает эффективность их применения для газоснабжения на дальние расстояния. В послевоенный период роль углеводородных газов в общем газовом балансе страны возрастает с каждым годом. Особо важное значение имеет метан, составляющий основу природных, нефтепромысловых и большинства нефтезаводских газов.

Метан — бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. Метан наиболее легкий углеводород: 1 м^3 его весит 0,717 кг. Вес метана по отношению к воздуху равен 0,55.

Вследствие содержания 25% (по массе) Н для метана характерно большое различие между высшей и низшей теплотой сгорания.

Содержание метана в важнейших природных газах колеблется от 93 до 98%.

Свойства метана практически полностью определяют свойства важнейших природных газов, передаваемых по дальним газопроводам и имеющих первостепенное значение для народного хозяйства.

В газах, сопутствующих нефти (нефтепромысловые газы), содержание метана колеблется от 30 до 90%.

При крекировании тяжелых углеводородов, входящих в состав нефти, при температуре около 500 °С образуется значительное количество легких, в том числе газообразных углеводородов. Нефтезаводские газы, получаемые в процессе крекинга нефтепродуктов, содержат ~30% метана и ~60% других углеводородов. В нефтезаводских газах, получаемых в процессе пиролиза, протекающего при 700 °С, содержание метана возрастает до 45% вследствие более глубокого разложения при высокой температуре тяжелых углеводородов.

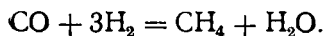
Метан составляет также значительную часть летучих веществ, выделяющихся при нагревании твердого топлива. В полукоксовом газе, получаемом нагреванием без доступа воздуха твердого топлива до температуры около 550 °С, содержание метана составляет от 20 (торф) до 60% (каменные угли). В каменноугольном коксовом газе, производимом при температуре около 1000 °С, содержится 22—24% метана.

Метан является также основным горючим компонентом рудничных газов и газов, получаемых в процессах брожения органических веществ.

При эксплуатации угольных месторождений метан выделяется из слоя угля, что приводит в некоторых случаях к загазовыванию угольных шахт и образованию взрывоопасных метано-воздушных смесей. Для устранения загазовывания шахт было предложено применить отбор газов, выделяющихся из слоя угля, не допуская их смешения с воздухом. Отводимые из слоя угля газы содержат до 90% метана. На шахтном газе работает ряд котельных в Донбассе.

В генераторном газе, получаемом газификацией топлива с малым выходом летучих веществ (кокса, антрацита), содержится лишь ~0,5% метана. В генераторном газе, получаемом при газификации топлива с высоким выходом летучих веществ, содержание метана составляет 3%. Вследствие этого теплота сгорания генераторного газа достигает 1500 ккал/м³, т. е. примерно на 300 ккал превышает теплоту сгорания генераторного газа из антрацита.

В процессе газификации газ может обогащаться метаном в результате взаимодействия окислов углерода с водородом, например, по уравнению

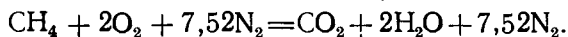


Процесс метанирования, сопровождающийся уменьшением объема реагирующих газов, стимулируется повышением давления в генераторе. Газ с высоким содержанием метана и соответственно с высокой теплотой сгорания, пригодный для дальнего газоснабжения, получают газификацией топлива на парокислородном дутье под высоким давлением. Производимый газ содержит около 15% метана и обладает теплотой сгорания до 4000 ккал/м³.

Проводя в присутствии катализаторов дополнительно процесс метанирования искусственного газа с соотношением $\text{H}_2:\text{CO}=3$, получают газ с весьма высоким содержанием метана, близкий по составу к природному газу и предназначенный для транспортировки по газопроводам природного газа. Этот вид газообразного топлива в США называют «заменителем природного газа».

Однако стоимость получаемого таким путем искусственного газообразного топлива значительно превышает стоимость природного газа.

Метан сгорает в воздухе по уравнению



с образованием 10,52 м³ продуктов сгорания на 1 м³ газа.

Вследствие высокой эндотермичности реакции распада метана на графит и молекулярный водород теплота сгорания метана R , отнесенная к 1 м³ продуктов сгорания, в теоретически необходимом объеме воздуха ниже, чем у водорода, графита и равна

$$R = \frac{Q_{\text{CH}_4}}{\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2} = \frac{8558}{10,52} = 810 \text{ ккал/м}^3$$

(R для графита равна 890, для водорода 895, для этана 840 ккал на 1 м³ продуктов сгорания стехиометрического состава).

Присутствие в составе метана 25% (по массе) Н определяет значительное различие в теоретических объемах влажных и сухих продуктов сгорания (10,52 и 8,52 м³/м³ CH₄) и соответственно большой разрыв между величинами R и P .

Теплота сгорания метана, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов сгорания теоретического состава, равна

$$P = \frac{Q_{\text{CH}_4}}{\text{CO}_2 + 7,52\text{N}_2} = \frac{8558}{8,52} \approx 1000 \text{ ккал/м}^3 \text{ сухих продуктов сгорания.}$$

Отношение стехиометрических объемов сухих и влажных продуктов сгорания B у метана равно

$$B = \frac{V_{\text{с.г}}^0}{V_{\Sigma}^0} = \frac{8,52}{10,52} = 0,81.$$

Жаропроизводительность метана t_{max} равна 2043 °С, т. е. значительно ниже жаропроизводительности водорода и углерода.

Закономерность этого положения определяется зависимостью жаропроизводительности метана и других углеводородов от теплоты их распада на углерод и молекулярный водород.

Большая затрата энергии, необходимая для разрыва четырех связей С—Н в молекуле метана, является причиной его низкой реакционной способности.

Нормальная скорость распространения пламени метана в сопоставимых условиях в 6—7 раз ниже скорости распространения пламени водорода. Низкая скорость распространения пламени метано-воздушных смесей препятствует проникновению зоны горения в смесительный газопровод («проскок пламени») и облегчает применение для сжигания природного газа горелок предварительного смешения, работающих на воздухе, подогревом до высокой температуры (около 400 °С), за счет использования тепла уходящих газов.

Для достижения полноты сгорания метана необходимо обеспечить хорошее смешение газа с воздухом и поддерживать в зоне горения достаточно высокую температуру.

При сжигании природного, а также нефтепромыслового и нефтезаводских газов с высоким содержанием метана потери тепла вследствие химической неполноты сгорания иногда обусловлены в большей степени содержанием в продуктах сгорания водорода и метана, чем окиси углерода. Поэтому для определения полноты сгорания этих газов необходимо пользоваться газоанализаторами с дожиганием, позволяющими определять содержание метана в продуктах горения, или хроматографами.

Неполное сгорание метана в топках печей и котлов в большинстве случаев не сопровождается его крекингом и сажеобразованием, как это

часто наблюдается, например, при сжигании мазута, состоящего из тяжелых углеводородов. Поэтому и при вполне прозрачных продуктах сгорания газообразного топлива могут быть значительные потери тепла вследствие химической неполноты сгорания. Следовательно, рекомендуемое некоторыми авторами применение для контроля процесса горения природного газа и других видов газообразного топлива приборов, основанных на определении прозрачности столба дымовых газов типа «Глаз кочегара», недопустимо, так как может привести к серьезным ошибкам.

Испытания котлов и печей, проведенные Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского и другими организациями, показали, что в некоторых случаях большие потери тепла вследствие химической неполноты сгорания газа с высоким содержанием метана протекают без всякого сажеобразования.

При содержании в продуктах сгорания природного газа 1% метана потери тепла вследствие химической неполноты сгорания q_3 составляют около 10% (при $\alpha=1,2$).

Достижению полноты сгорания метана в значительной степени способствует нагрев воздуха в воздухоподогревателях, работающих за счет использования тепла уходящих газов. Сжигая газ с высоким содержанием метана при подаче воздуха в количестве, заведомо недостаточном для полного сгорания, можно получить продукты сгорания с высоким содержанием H_2 и CO , пригодные для использования в качестве защитной атмосферы при нагревании металла.

Прочие газообразные углеводороды. Кроме метана, в горючих газах могут содержаться другие предельные, а также непредельные углеводороды.

Первый насыщенный углеводород — метан сжижается под атмосферным давлением лишь при температуре $-161^\circ C$ (табл. 120). Насыщенный углеводород с пятью атомами углерода в молекуле — пентан уже при комнатной температуре является жидкостью и входит в состав бензина.

Углеводороды с тремя и четырьмя атомами в молекуле — пропан и бутан — при комнатной температуре и нормальном давлении газообразны. Однако при повышении давления до нескольких атмосфер они легко сжижаются. Пропан и бутан составляют основу сжиженных газов, транспортируемых в виде жидкости под давлением в несколько атмосфер в тонкостенных стальных баллонах или цистернах и сжигаемых при нормальном давлении в виде газа. Сжиженные газы являются ценным сырьем для химической промышленности и высококачественным топливом для бытовых потребителей, а также для автомобилей, так как имеют высокое октановое число, позволяющее работать с большой степенью сжатия топливовоздушной смеси в цилиндрах двигателя.

С увеличением молекулярной массы предельных газообразных углеводородов их жаропроизводительность возрастает с 2043 (метан) до $2119^\circ C$ (пентан) и повышается реакционная способность. Так, на активном катализаторе (платинированном силикагеле) метан начинает гореть только при $370^\circ C$ и полностью сгорает при $610^\circ C$, а этан горит при $250^\circ C$, пропан при $150^\circ C$ и бутан при $130^\circ C$.

Наряду с предельными углеводородами в нефтезаводских газах, а также в коксовых и полукоксовых газах содержатся этилен и другие непредельные углеводороды, в которых два атома углерода соединены между собой двойной связью $C=C$.

Кроме этилена (этена) C_2H_4 , в горючих газах содержатся его гомологи — пропен C_3H_6 , бутен C_4H_8 и пентен C_5H_{10} .

С увеличением молекулярной массы этиленовых углеводородов, называемых также олефинами и алкенами, возрастает их плотность, повышаются температура кипения и теплота сгорания. Жаропроизводи-

Основные характеристики горючих газов

Газ	Формула	Молекулярная масса	Вес 1 м ³ газа, кг	Температура сжижения при давлении 1 кгс/см ² , °С	Объем роздуха, необходимый для горения 1 м ³ газа V _в ⁰ , м ³	Объем продуктов сгорания 1 м ³ газа V _Σ ⁰ , м ³	Объем сухих продуктов сгорания 1 м ³ газа V _{сг.} ⁰ , м ³
Оксись углерода	CO	28,01	1,25	—	2,38	2,88	2,88
Водород	H ₂	2,02	0,09	—	2,38	2,88	1,88
Метан	CH ₄	16,04	0,72	—161	9,52	10,52	8,52
Этан	C ₂ H ₆	30,07	1,36	—89	16,66	18,16	15,16
Пропан	C ₃ H ₈	44,09	2,02	—42	23,80	25,80	21,80
Бутан	C ₄ H ₁₀	58,12	2,70	—1	30,94	33,44	28,44
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,15	3,22	+36	38,08	41,08	35,08
Этен (этилен)	C ₂ H ₄	28,05	1,26	—104	14,28	15,28	13,28
Пропен	C ₃ H ₆	42,08	1,92	—48	21,42	22,92	19,92
Бутен	C ₄ H ₈	56,10	2,50	—6	28,56	30,56	26,56
Пентен	C ₅ H ₁₀	70,13	3,13	+30	35,70	38,20	33,20
Бензол	C ₆ H ₆	78,11	3,48	+80	35,70	37,20	34,20
Ацетилен	C ₂ H ₂	26,04	1,17	—	11,90	12,40	11,40

Примечание Суммарный объем влажных продуктов сгорания и жаропроизводительность под-

тельность этиленовых углеводородов, в противоположность насыщенным углеводородам, понижается с увеличением молекулярной массы.

Непредельные углеводороды характеризуются высокой реакционной способностью и являются ценным сырьем для органических синтезов. По месту двойных связей возможно как бы «сшивание» молекул непредельных углеводородов с образованием ряда высокомолекулярных соединений.

Кроме олефиновых углеводородов (этилен и его гомологи), в коксовом и других углеводородных газах содержится ненасыщенный углеводород ароматического ряда с тремя двойными связями — бензол C₆H₆. Теплота сгорания бензола в парообразном состоянии высшая 34 940 ккал/м³, низшая 33 530 ккал/м³. Жаропроизводительность парообразного бензола 2258 °С. Бензол и его производные широко используются в химической технологии.

При анализе газообразного топлива содержащиеся в газе непредельные углеводороды (этилен и его гомологи, а также бензол) определяют совместно поглощением бромной водой или дымящейся серной кислотой, содержащей 20—25% свободного SO₃.

Сумму непредельных углеводородов принято обозначать C_nH_m. При содержании в газе сравнительно небольшого процента олефиновых углеводородов с преобладающим содержанием этилена теплоту сгорания газа, количество необходимого для горения воздуха и объем продуктов сгорания определяют, принимая условно все непредельные углеводороды за этилен C₂H₄.

При содержании в газе наряду с олефиновыми углеводородами также бензола, как, например, у коксового газа, возрастает теплота сгорания углеводородов и увеличивается расход необходимого для горения воздуха и объем образующихся продуктов сгорания. Теплоту сгорания

Высшая теплота сгорания 1 м ³ газа Q_v , ккал/м ³	Нижшая теплота сгорания газа, отнесенная к			Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B	Жаропроизводительность газа t_{max} , °C	Максимальное содержание CO_2 при сжигании газа в воздухе $CO_2 t_{max}$, %
	1 м ³ газа Q_n , ккал/м ³	1 м ³ продуктов сгорания R , ккал/м ³	1 м ³ сухих продуктов сгорания P , ккал/м ³			
3016	3016	1045	1045	1,00	2370	34,7
3045	2576	895	1370	0,65	2235	—
9496	8558	810	1000	0,81	2043	11,8
16640	15230	840	1000	0,84	2097	13,2
23680	21800	845	1000	0,84	2110	13,8
30690	28345	850	1000	0,85	2118	14,0
37715	34900	850	1000	0,85	2119	14,2
15050	14110	925	1065	0,87	2284	15,0
21960	20550	900	1030	0,87	2224	15,0
29000	27120	890	1020	0,87	2203	15,0
36000	33660	885	1015	0,87	2189	15,0
34940	33530	900	985	0,92	2258	17,5
13855	13386	1080	1170	0,92	2620	17,5

считаны для условий сгорания газа в абсолютно сухом воздухе.

непредельных углеводородов, содержащихся в коксовом газе, часто принимают условно равной 17 тыс. ккал/м³.

Большое различие в теплоте сгорания различных непредельных углеводородов и трудность определения их состава обуславливают неточность подсчета теплоты сгорания газообразного топлива со значительным содержанием непредельных углеводородов по анализу газа.

Специфичным видом газообразного топлива является углеводород с тройной связью между атомами углерода в молекуле — ацетилен C_2H_2 :



Теплота разрыва тройной связи $C \equiv C$ между атомами углерода около 128 тыс. ккал/моль, т. е. только на 27 тыс. ккал/моль больше, чем энергия разрыва двойной этиленовой связи между атомами углерода.

Малая энергия, необходимая для разрыва дополнительной связи между атомами углерода в молекуле ацетилена, делает его неустойчивым высокореакционноспособным соединением. Вследствие меньшей затраты энергии, приходящейся на одну связь между атомами углерода, образование из ацетилена углерода и водорода сопровождается выделением значительно большего количества тепла, чем при их образовании из этилена. Благодаря этому теплота сгорания ацетилена на 22% превышает суммарную теплоту сгорания образующихся при его распаде углерода и молекулярного водорода. Жаропроизводительность ацетилена (около 2620 °C) значительно превышает жаропроизводительность других видов топлива.

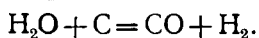
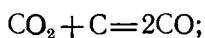
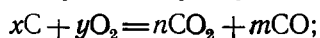
Ацетилен применяют в качестве технологического топлива в процессах, требующих поддержания особенно высоких температур, а именно при газовой резке и сварке.

В ряде случаев при газовой резке ацетилен может быть успешно заменен другими более дешевыми видами газообразного топлива с высокой жаропроизводительностью — водяным, нефтезаводским, сжиженным, коксовым и природным газами. Такая замена облегчается тем, что различие в теоретической температуре горения ацетилена и других безбалластных газов значительно меньше различия в их жаропроизводительности, так как с возрастанием температуры заметную роль начинает играть эндотермический процесс диссоциации продуктов горения. Поэтому при весьма высоких температурах газокислородного пламени различие в теоретических температурах горения безбалластных газов в значительной степени нивелируется.

Ацетилен представляет большую ценность для химической технологии, так как на базе ацетилена осуществляются важные синтетические процессы.

Оксид углерода CO. Бесцветный токсичный горючий газ без запаха и вкуса; молекулярная масса 28,01; вес 1 м³ 1,25 кг; теплота сгорания 3016 ккал/м³, 67 590 ккал/моль.

Оксид углерода образуется в процессе газификации в результате взаимодействия при высокой температуре углерода топлива с кислородом, двуокисью углерода и водяным паром:

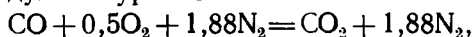


Оксид углерода — основной горючий компонент генераторных, доменных и конверторных газов; она образуется также при нагревании топлива вследствие разложения содержащей кислород горючей массы. В соответствии с этим оксид углерода входит в состав горючих газов, получаемых сухой перегонкой твердого топлива, содержащего кислород, и почти отсутствует в газах, получаемых при переработке нефтяного углеводородного топлива.

Газообразное топливо по содержанию окиси углерода подразделяется на три группы. К первой группе принадлежат газы, получаемые газификацией топлива. Содержание окиси углерода в газах первой группы превышает 10%, а в конверторных газах достигает 90%. Ко второй группе принадлежат газы, образующиеся в процессе сухой перегонки твердого топлива. В них содержится до 10% CO. Третью группу составляют нефтезаводские газы, содержащие обычно менее 1% CO.

Увеличение содержания окиси углерода вследствие снижения балласта (N₂ + CO₂) резко повышает теплоту сгорания и температуру горения генераторных, доменных и других низкокалорийных газов.

1 м³ окиси углерода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха по уравнению



образует 2,88 м³ продуктов сгорания.

Вследствие малого объема продуктов сгорания, образующихся при горении окиси углерода, на 1 м³ продуктов сгорания приходится больше тепла, чем на 1 м³ продуктов сгорания углеводородов (за исключением ацетилена и его гомологов). В соответствии с этим жаропроизводительность окиси углерода равна около 2370 °С, примерно на 140 град выше жаропроизводительности водорода и на 330 град выше жаропроизводительности метана.

Оксид углерода обладает способностью вступать в соединение с гемоглобином крови.

Токсичность окиси углерода требует особого внимания при сжигании газов с высоким содержанием CO (тщательная проверка герметичности газовых сетей, одоризация газа, вентиляция помещения, исполь-

зование специальных противогазов и приборов для определения содержания СО в воздухе, обучение работающих правилам техники безопасности и пр.).

Газы с высоким содержанием окиси углерода не следует применять в качестве бытового топлива в квартирах, особенно при отсутствии вентиляции и вытяжки для продуктов сгорания.

Токсичная окись углерода может образовываться в результате сжигания газа, и не содержащего СО, в случае неудовлетворительного смешения газа с воздухом, подачи недостаточного количества воздуха и других причин. Поэтому применение газогорелочных устройств, обеспечивающих полноту сгорания газа, и контроль их работы являются необходимыми условиями использования любого вида газообразного топлива.

Данные о степени воздействия на людей окиси углерода и других вредных газов, образующихся в процессе сгорания топлива или его газификации, приведены в табл. 120.

Согласно ГОСТу 5542-50 предельно допустимая концентрация СО в воздухе при использовании газа для коммунально-бытового потребления установлена 2 мг/м^3 (менее $0,0002\%$ по объему).

Согласно санитарным нормам проектирования промышленных предприятий (СН 245-71) предельно допустимая концентрация СО в воздухе населенных пунктов установлена 3 мг/м^3 , а в воздухе рабочей зоны производственных помещений 20 мг/м^3 .

При этом в случае длительности работы не более 1 ч допустимо содержание до 50 мг/м^3 СО, при длительности работы до 30 мин 100 и при длительности работы до 15 мин 200 мг/м^3 [151].

Водород H_2 . Бесцветный нетоксичный газ без вкуса и запаха. Молекулярная масса 2,016. Вес 1 м^3 водорода 0,09 кг.

Водород — наиболее легкий газ. Он в 14,5 раза легче воздуха.

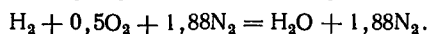
Высшая теплота сгорания молекулярного водорода $3045 \text{ ккал/м}^3 = 33\,860 \text{ ккал/кг} = 68\,260 \text{ ккал/моль}$.

Низшая теплота сгорания водорода $2576 \text{ ккал/м}^3 = 28\,640 \text{ ккал/кг} = 57\,740 \text{ ккал/моль}$.

Высшая теплота сгорания водорода превышает низшую на 18%, поэтому при сжигании бессернистых газов с высоким содержанием водорода и охлаждении продуктов сгорания ниже точки росы с использованием теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, например для нагрева холодной воды, могут быть достигнуты весьма высокие коэффициенты полезного действия установок.

Жаропроизводительность молекулярного водорода равна 2235°C , почти на 200 град выше жаропроизводительности метана.

1 м^3 водорода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха, образует $2,88 \text{ м}^3$ продуктов сгорания:



При охлаждении продуктов сгорания и конденсации водяного пара объем «сухих» продуктов сгорания снижается до $1,88 \text{ м}^3$.

Низшая теплота сгорания водорода, отнесенная к 1 м^3 продуктов сгорания, R равна 895 ккал/м^3 продуктов сгорания.

Значение величины R для водорода несколько меньше, чем для окиси углерода, но значительно больше, чем для метана и большинства других насыщенных углеводородов. Соответственно и жаропроизводительность водорода ниже жаропроизводительности окиси углерода, но выше, чем у метана. Поэтому понижение теплоты сгорания газа вследствие увеличения отношения водорода к углеводородам не сопровождается снижением жаропроизводительности газа. Наоборот, вследствие более высокой жаропроизводительности водорода по сравнению с метаном жаропроизводительность газа несколько возрастает.

Уменьшение объема продуктов сгорания 1 м³ водорода с 2,88 до 1,88 м³ при конденсации водяного пара определяет значительное увеличение теплоты сгорания газа, отнесенной к 1 м³ сухих продуктов сгорания:

$$P = 2576 : 1,88 = 1370 \text{ ккал/м}^3 \text{ сухих продуктов сгорания.}$$

С увеличением содержания в техническом газе водорода величина P возрастает.

Отношение теоретических объемов сухих и влажных продуктов сгорания V у водорода равно

$$V = 1,88 : 2,88 = 0,65.$$

Водород отличается высокой реакционной способностью.

Газы с высоким содержанием водорода характеризуются большой скоростью распространения пламени. В соответствии с этим при сжигании газоздушных смесей с высоким содержанием водорода в большей степени приходится считаться с возможностью проникновения зоны горения в смесительный газопровод, т. е. с проскоком пламени, чем с отрывом пламени от устья горелки. Во избежание возможности проникновения пламени в смесительный газопровод при сжигании газоздушных смесей с высоким содержанием водорода необходимо обеспечить достаточно высокую скорость вылета смеси из устья горелки.

Водородо-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламенения и весьма взрывоопасны. При использовании газа с высоким содержанием водорода необходимо тщательно наблюдать за герметичностью коммуникаций во избежание возможности утечки газа.

Водород сорбируется поверхностью металлов и способен вступать с ним и в нестойкие соединения с образованием гидридов. Ряд химических реакций взаимодействия с водородом стимулируется применением металлических катализаторов (Pt, Pd, Ni, Fe и др.).

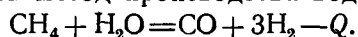
В присутствии активных катализаторов водород сгорает при значительно более низкой температуре, чем метан и другие углеводороды. На этом свойстве водорода основано применение газоанализаторов с раздельным сжиганием водорода (при температурах 150—300 °С) и метана (при температурах 450—800 °С) в зависимости от метода работы и применяемых катализаторов.

Водород широко используют в технике для производства синтетического аммиака, метанола и других спиртов, гидрогенизации тяжелых нефтепродуктов и смол с целью получения моторного топлива и в ряде других технологических процессов.

Получение водорода методом глубокого охлаждения коксового газа основано на различии в температуре сжижения водорода (—253 °С при атмосферном давлении) и других компонентов коксового газа (C₂H₄ —104 °С, СО —191 °С, СН₄ —161 °С). В случае повышенного давления сжижение газов облегчается и происходит при менее низких температурах. В соответствии с этим глубокое охлаждение коксового газа ведут при давлении около 12 кгс/см².

При охлаждении коксового газа до температуры —145 °С сжижается этиленовая фракция. При последующем охлаждении до —190 °С сжижается метановая фракция и большая часть окиси углерода. Остаток СО и СН₄ удаляют промыванием газа жидким азотом. Полученную азотоводородную смесь используют для синтеза аммиака.

С увеличением ресурсов дешевого природного газа стал доминировать метод производства водорода конверсией метана водяным паром:

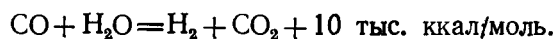


Теплота реакции, подсчитанная по Гессу, равна

$$Q = Q_{\text{CH}_4} - (Q_{\text{CO}} + 3Q_{\text{H}_2}) =$$

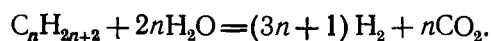
$$= 192\,000 - (68\,000 + 3 \cdot 58\,000) = -50\,000 \text{ ккал/моль.}$$

Сильно эндотермическую реакцию осуществляют при температуре около 800 °С с использованием никелевых и других катализаторов, нанесенных на огнеупоры. Полученную газовую смесь, состоящую из H_2 и CO , подвергают дополнительной конверсии водяным паром:



Экзотермический процесс конверсии CO проводят при более низкой температуре — около 500 °С. В результате суммарного процесса конверсии из одного объема метана получают четыре объема водорода.

Еще больше выход водорода в процессе конверсии более тяжелых углеводородов по уравнению



Эндотермический процесс конверсии метана требует значительного количества тепла. Это тепло получают, добавляя к парогазовой смеси кислород и проводя параллельно с эндотермической реакцией конверсии метана водяным паром экзотермический процесс окисления метана кислородом или же применяя внешний обогрев в печах беспламенного горения (см. рис. 26).

В процессе охлаждения реакторов атомных электростанций получают большие объемы газов, нагретых до температуры 800 °С и выше. Эти газы затем охлаждают и вновь направляют для отвода тепла из атомных реакторов. В связи с развитием атомной энергетики возникает важная народнохозяйственная задача полезного использования тепла высокотемпературных газовых теплоносителей и создания крупных энерготехнологических комплексов.

Во многих странах разрабатывают методы использования тепла атомных электростанций для газификации топлива и производства водорода.

Предполагается, что таким путем можно будет организовать в большом масштабе производство дешевого водорода и обеспечить возможность его применения в топливных элементах, генерирующих электроэнергию, в автомобильных и авиационных двигателях и даже в котельных установках.

Возможно также использование электроэнергии, генерируемой атомными станциями в часы минимальной нагрузки, например в ночное время, для производства водорода электролизом воды или растворов солей. Возможно также производство электролитического водорода с использованием электроэнергии, генерируемой солнечными и геотермальными станциями.

Важным преимуществом применения водорода является полное устранение загрязнения воздушного бассейна окисью углерода, сажей и другими продуктами неполного сгорания, что имеет большое значение для защиты воздушного бассейна городов. Высокая массовая теплота сгорания водорода, почти в 3 раза превышающая теплоту сгорания углеводородного топлива, обуславливает большую ценность жидкого водорода для авиации, обеспечивая возможность уменьшения массы топлива и увеличения коммерческой нагрузки самолетов [152].

Инертные газы. Содержание инертных газов N_2 и CO_2 в газообразном топливе в значительной степени определяет его свойства и области применения.

Увеличение содержания балластирующих горючий газ примесей N_2 и CO_2 понижает теплоту сгорания газа и удорожает его транспорт. Газ с высоким содержанием балласта и соответственно пониженной теплотой сгорания неэкономично использовать для дальнего газоснабжения.

Газы с высоким содержанием балласта характеризуются пониженной жаропроизводительностью, и применение их в высокотемпературных процессах малоэффективно. Присутствие балласта в газе сильно влияет также на скорость распространения пламени.

Азот N_2 . Двухатомный бесцветный газ без запаха и вкуса. Молекулярная масса азота 28,016. Вес 1 м³ азота 1,25 кг. Вес 1 м³ атмосферного азота (включая аргон) 1,26 кг.

Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной связью $N \equiv N$, на разрыв которой расходуется 225 тыс. ккал/моль.

Теплота разрыва связей между атомами в молекуле азота очень велика, и взаимодействие молекулярного азота и кислорода с образованием закиси азота сопровождается затратой большого количества тепла.

Эндотермический процесс окисления молекулярного азота N_2 протекает лишь при весьма высокой температуре. Незначительное количество окислов азота образуется при высокотемпературном сжигании газа, в особенности с применением обогащенного кислородом дутья. Поскольку азот практически не реагирует с кислородом, за исключением области весьма высоких температур, его рассматривают при расчетах процесса горения как инертный газ.

Содержание азота в различных видах газообразного топлива колеблется в пределах от 0 до 75%. В нефтезаводских газах, получаемых в процессе крекинга и пиролиза, азот практически отсутствует.

В большинстве природных и нефтепромысловых газов содержание азота весьма невелико. Однако в некоторых природных и нефтепромысловых газах содержится более 10% N_2 .

Высоким содержанием азота и соответственно пониженной теплотой сгорания и жаропроизводительностью характеризуются газы, получаемые газификацией топлива на воздушном или паровоздушном дутье. Содержание азота составляет около 50%, а в доменных газах — около 60%.

В газах, образующихся в процессе плавления чугуна в вагранках, а также при производстве сажи из природного газа и жидкого топлива, содержится до 75% N_2 .

Двуокись углерода (углекислый газ) CO_2 . Бесцветный тяжелый газ со слегка кисловатым запахом и вкусом.

Малые концентрации CO_2 в воздухе (до ~1%) не оказывают токсического воздействия на организм. При концентрации 4—5% отмечается сильное раздражение органов дыхания. Концентрация около 10% CO_2 вызывает сильное отравление.

Молекулярная масса CO_2 44,0. Вес 1 м³ газа 1,98 кг.

При температуре 20 °С и давлении 58,5 кгс/см² CO_2 сжижается. Жидкую CO_2 перевозят в стальных баллонах. При сильном охлаждении CO_2 застывает в белую снегообразную массу, возгоняющуюся при давлении 1 кгс/см² при —78,5 °С.

Твердую CO_2 («сухой лед») используют для хранения скоропортящихся продуктов и других целей.

В коксовом газе содержится несколько процентов CO_2 , в генераторных газах 5—8%, в доменном газе 10—12%.

В большинстве природных газов содержатся доли процента CO_2 . Теплота сгорания, жаропроизводительность и скорость распространения пламени газов, забалластированных CO_2 , резко уменьшаются.

В отличие от двухатомных газов и углеводородов, CO_2 , как и другие газы, обладающие кислотными свойствами, хорошо растворяется в воде.

Кислород O_2 . Бесцветный газ без запаха и вкуса. Молекулярная масса 32. Вес 1 м³ газа 1,34 кг.

Примесь кислорода делает газ взрывоопасным и содержание кислорода в газе ограничивается техническими условиями.

Ниже приведены границы (пределы) воспламенения газов и паров в смеси с воздухом при 20 °С и давлении 1 кгс/см² (объемн. % газа):

Водород	4—75	Ацетилен	2,3—82
Окись углерода	12,5—75	Сероводород	4,3—45
Метан	5—15	Нефтепромысловый газ	4—14
Этан	3—14	Природный газ	5—15
Пропан	2—9,5	Коксовый газ	5—31
Бутан	1,5—8,5	Водяной карбюрированный газ	6—38
Этилен	3,0—33,3	Водяной газ	6—70
Пропилен	2,2—9,7	Генераторный газ	35—75
Бутилен	1,7—9,0	Доменный газ	40—65

ВРЕДНЫЕ ГАЗЫ

Сероводород H_2S . Тяжелый газ с сильным неприятным запахом, напоминающим запах тухлых яиц. Обладает высокой токсичностью. Молекулярная масса 34,08. Вес 1 м³ сероводорода 1,54 кг.

Сероводород хорошо растворим в воде (в 1 м³ воды при 0 °С растворяется 5 м³ H_2S , при 20 °С 2,8 м³, при 100 °С 0,9 м³). В соответствии с этим при охлаждении в промывке газа в скрубберах холодной водой газ частично очищается от сероводорода.

Высшая теплота сгорания сероводорода 6140 ккал/м³, низшая 5660 ккал/м³.

Сероводород, являясь газообразной кислотой, при воздействии на металлы образует соли (сульфиды), которые сильно корродируют газовую аппаратуру и коммуникации.

При сжигании газа сероводород сгорает с образованием сернистого газа SO_2 , вредного для здоровья и корродирующего металлические поверхности.

Большинство природных газов СССР не содержит сероводорода и других сернистых соединений. Однако в некоторых природных газах содержание сероводорода достигает нескольких объемных процентов. В процессе очистки Оренбургского природного газа от сероводорода получают элементарную серу, стоимость которой значительно превышает расходы, связанные с очисткой газа.

По ГОСТам 5542-50 и 6763-53 в 1 м³ газа для коммунально-бытового потребления и в сжатых газах для газобаллонных автомобилей не должно содержаться более 0,02 г сероводорода.

Определение содержания сероводорода в газе основано на образовании сернистых солей (сульфидов) в результате взаимодействия сероводорода с уксуснокислыми солями свинца, цинка или кадмия. При качественной пробе на отсутствие сероводорода в газах уксусносвинцовая бумажка, представляющая пропитанную раствором уксуснокислого свинца фильтровальную бумагу, не должна темнеть при пропускании через пробирку в течение 5 мин 10 л газа.

КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Эффективность использования газа, в особенности в высокотемпературных процессах, в значительной степени определяется его жаропроизводительностью. В зависимости от жаропроизводительности различные виды газообразного топлива можно разбить на три группы.

В первую группу входят газы с малым содержанием балласта и жаропроизводительностью выше 2000 °С, позволяющей эффективно применять их в высокотемпературных процессах.

Вторую группу составляют газы, содержащие от 50 до 70% балласта. Их жаропроизводительность большей частью 1500—1800 °С. Эти газы целесообразно использовать лишь в средне- и низкотемпературных процессах.

В третью группу входят газы, содержащие более 70% балласта и обладающие жаропроизводительностью ниже 1200 °С. Эту группу составляют газы, получаемые в виде побочного продукта в ряде технологических процессов. Вследствие низкой жаропроизводительности их часто выпускают в атмосферу без использования, что, естественно, вызывает большие потери горючего, а кроме того, загрязняет воздушный бассейн городов окисью углерода и углеводородами.

Энергетическая классификация различных видов газообразного топлива в зависимости от их жаропроизводительности приведена в табл. 121.

Таблица 121

Состав и теплотехнические характеристики газообразного топлива

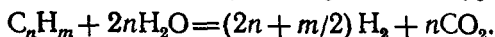
Газ	Состав, %							Теплота сгорания Q_H , ккал/м ³	Жаропроизводительность с учетом влаги воздуха t_{max} , °С
	CH ₄	Прочие углеводороды	H ₂	CO	O ₂	CO ₂	N ₂		
<i>Высокой жаропроизводительности</i>									
Водяной	0,5	—	51	38	0,2	6,3	4,0	2500	2180
Коксовый	25	2	58	7	1	3	4	4300	2090
Парокислородный	3	0,5	39	34	0,2	20,3	3	2400	2030
Нефтепромысловый	30—60	30—60	—	—	—	1	3—10	9000—12000	2030
Полукоксовый — каменноугольный	54	7	9	9	—	13	8	6000	2030
Природный	96	2	—	—	—	—	2	8500	2010
<i>Средней жаропроизводительности</i>									
Генераторный из битуминозного топлива	2,5	0,3	13	28	0,2	7	49	1500	1720
Генераторный из тощего топлива	0,6	—	13	27	—	6	53,4	1200	1640
Доменный	0,3	—	2,7	28	—	10,5	58,5	940	1470

Наряду с использованием горючих газов в качестве топлива их широко применяют также для химических синтезов. Современная промышленность органического синтеза в значительной степени основана на применении этилена, пропилена, бутилена — ненасыщенных углеводородов, содержащихся в нефтезаводских газах. Поэтому ненасыщенные углеводороды C₂H₄—C₄H₈ следует рассматривать прежде всего как потенциальное сырье для химических синтезов.

Большое значение для химической промышленности имеют также насыщенные углеводороды C₂H₆, C₃H₈ и C₄H₁₀, дегидрогенизацией которых можно получать соответствующие ненасыщенные высокорекционноспособные газы



Природный газ, нефтезаводские газы и другие виды газообразного топлива являются также основным видом сырья для получения по конверсионному методу водорода по уравнению



Газообразное топливо в соответствии с выходом водорода (%), в процессе конверсии можно разбить на следующие три группы:

I. С высоким выходом водорода (выше 300%)

Сжиженный газ	1150
Газ прямой перегонки нефти	1100
Крекинг-газы	600
Газы пиролиза	500
Нефтепромысловый газ	450
Природный газ	400

II. Со средним выходом водорода (от 80 до 300%)

Полукоксовый газ (из каменных углей)	270
Коксовый газ	160
Газы, получаемые при газификации под высоким давлением	150
Двойной водяной газ	110
Водяной газ	90
Парокислородный газ	85

III. С низким выходом водорода (ниже 80%)

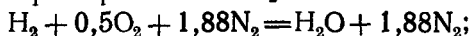
Генераторный газ из битуминозного топлива	50
Генераторный газ из тощего топлива	40
Доменный газ	32

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Расход кислорода и воздуха на горение, объемы сухих и влажных продуктов сгорания, величину $CO_{2\max}$, $H_2O_{\max}$, $H_2O'_{\max}$, отношения $H_2O_{\max}$ к $CO_{2\max}$ и другие теплотехнические характеристики определенных видов топлива можно легко подсчитать на машине «Наири».

При подсчете теплотехнических характеристик углеводородных газов определенных гомологических рядов удобно их рассматривать на основе групп гомологической разности CH_2 . Так, алкены, общая формула которых C_nH_{2n} , можно рассматривать как сумму групп CH_2 , алканы с общей формулой C_nH_{2n+2} как сумму n групп CH_2 плюс H_2 , а алкины с общей формулой C_nH_{2n-2} как сумму n групп CH_2 минус H_2 .

При горении 1 м³ H_2 :



$$V_{O_2}^0 = 0,5 \text{ м}^3; \quad V_b^0 = 0,5 + 1,88 = 2,38 \text{ м}^3; \quad V_{H_2O}^0 = 1 \text{ м}^3;$$

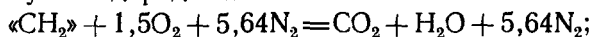
$$V_{c.r}^0 = 1,88 \text{ м}^3; \quad V_{\Sigma}^0 = 2,88 \text{ м}^3.$$

$$B = \frac{V_{c.r}^0}{V_{\Sigma}^0} = \frac{1,88}{2,88} = 0,653;$$

$$H_2O_{\max} = \frac{V_{H_2O}^0 \cdot 100}{V_{\Sigma}^0} = \frac{1 \cdot 100}{2,88} = 34,7\%;$$

$$H_2O'_{\max} = \frac{V_{H_2O}^0 \cdot 100}{V_{c.r}^0} = \frac{1 \cdot 100}{1,88} = 53,2\%.$$

При горении групп гомологической разности CH_2 в пересчете на 1 м^3 углеводородных газов:



$$V_{\text{O}_2}^0 = 1,5 \text{ м}^3; \quad V_{\text{B}}^0 = 1,5 + 5,64 = 7,14 \text{ м}^3; \quad V_{\text{CO}_2}^0 = 1 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 1 \text{ м}^3; \quad V_{\text{с.г.}}^0 = 6,64 \text{ м}^3; \quad V_{\Sigma}^0 = 7,64 \text{ м}^3;$$

$$B = V_{\text{с.г.}}^0 : V_{\Sigma}^0 = 6,64 : 7,64 = 0,87;$$

$$\text{CO}_{2 \text{ max}} = V_{\text{CO}_2}^0 \cdot 100 : V_{\text{с.г.}}^0 = 1 \cdot 100 : 6,64 = 15,06\%;$$

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{max}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot 100 : V_{\Sigma}^0 = 1 \cdot 100 : 7,64 = 13,1\%;$$

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \text{H}_2\text{O} \cdot 100 : V_{\text{с.г.}}^0 = 1 \cdot 100 : 6,64 = 15,06\%;$$

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} : \text{CO}_{2 \text{ max}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 : V_{\text{CO}_2}^0 = 1.$$

Основные расчетные характеристики для газообразных углеводородов сведены в табл. 122.

Т а б л и ц а 122

Расчетные характеристики газообразных углеводородов

Величина	Алканы $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$	Алкены C_nH_{2n}	Алкины $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$
$V_{\text{O}_2}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$1,5n + 0,5$	$1,5n$	$1,5n - 0,5$
$V_{\text{B}}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$4,76(1,5n + 0,5)$	$4,76 \cdot 1,5n$	$4,76(1,5n - 0,5)$
$V_{\text{CO}_2}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	n	n	n
$V_{\text{H}_2\text{O}}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$n + 1$	n	$n - 1$
$V_{\text{с.г.}}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$6,64n + 1,88$	$6,64n$	$6,64n - 1,88$
$V_{\Sigma}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$7,64n + 2,88$	$7,64n$	$7,64n - 2,88$
$\text{CO}_{2 \text{ max}}, \%$	$\frac{n \cdot 100}{6,64n + 1,88}$	$\frac{n \cdot 100}{6,64n}$	$\frac{n \cdot 100}{6,64n - 1,88}$
$\text{H}_2\text{O}_{\text{max}}, \%$	$\frac{(n + 1) \cdot 100}{7,64n + 2,88}$	$\frac{n \cdot 100}{7,64n}$	$\frac{(n - 1) \cdot 100}{7,64n - 2,88}$
$\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}}, \%$	$\frac{(n + 1) \cdot 100}{6,64n + 1,88}$	$\frac{n \cdot 100}{6,64n}$	$\frac{(n - 1) \cdot 100}{6,64n - 1,88}$
$\frac{\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}}}{\text{CO}_{2 \text{ max}}}$	$\frac{n + 1}{n}$	1	$\frac{n - 1}{n}$

Подсчет 1. Подсчитать $\text{CO}_{2 \text{ max}}$ для алканов от CH_4 до $\text{C}_{20}\text{H}_{42}$.

По табл. 122 $\text{CO}_{2 \text{ max}}$ для алканов

$$\text{CO}_{2 \text{ max}} = \frac{n \cdot 100}{6,64n + 1,88}.$$

Подсчет на машине «Наири» при изменении величины n от 0 до 20 дает следующие результаты:

$$\text{для } \text{CH}_4 \quad \frac{100}{6,64 + 1,88} = \frac{100}{8,52} = 11,8\%;$$

$$\text{для } \text{C}_2\text{H}_6 \quad \frac{2 \cdot 100}{2 \cdot 6,64 + 1,88} = \frac{200}{15,6} = 13,2\%;$$

$$\text{для } \text{C}_3\text{H}_8 \quad \frac{3 \cdot 100}{3 \cdot 6,64 + 1,88} = \frac{300}{21,8} = 13,8\%;$$

$$\text{для } \text{C}_4\text{H}_{10} \quad \frac{4 \cdot 100}{4 \cdot 6,64 + 1,88} = \frac{400}{28,44} = 14,0\% \text{ и т. д.}$$

По окончанию подсчета машина «Нанри» вычерчивает кривую зависимости величины $\text{CO}_2 \text{ max}$ от n .

Подсчет на машине по приведенной формуле и вычерчивание кривой занимают несколько минут.

Подсчет 2. Подсчитать $\text{H}_2\text{O}_{\text{max}}$ для алканов от CH_4 до C_4H_{10} :

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{max}} = \frac{\text{H}_2\text{O} \cdot 100}{\text{CO}_2 + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O}};$$

$$\text{C}_n\text{H}_{2n+2} = \text{C}_n\text{H}_{2n} + \text{H}_2;$$

$$\begin{aligned} \text{H}_2\text{O}_{\text{max}} &= \frac{(n\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O}) \cdot 100}{n(\text{CO}_2 + 5,64\text{N}_2 + \text{H}_2\text{O}) + (1,88\text{N}_2 + \text{H}_2\text{O})} = \\ &= \frac{(n\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O}) \cdot 100}{7,64n + (1,88 + 1)}. \end{aligned}$$

$$\text{Для } \text{CH}_4 \quad \text{H}_2\text{O}_{\text{max}} = \frac{200}{7,64 + 2,88} = \frac{200}{10,52} = 19,0\%;$$

$$\text{для } \text{C}_2\text{H}_6 \quad \text{H}_2\text{O}_{\text{max}} = \frac{300}{15,28 + 2,88} = \frac{300}{18,16} = 16,5\%;$$

$$\text{для } \text{C}_3\text{H}_8 \quad \text{H}_2\text{O}_{\text{max}} = \frac{400}{22,92 + 2,88} = \frac{400}{25,8} = 15,5\%.$$

Подсчет 3. Подсчитать $\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}}$ для алканов от CH_4 до C_4H_{10} :

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \frac{\text{H}_2\text{O} \cdot 100}{\text{CO}_2 + \text{N}_2};$$

$$\text{C}_n\text{H}_{2n+2} = \text{C}_n\text{H}_{2n} + \text{H}_2;$$

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \frac{(n\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O}) \cdot 100}{n(\text{CO}_2 + 5,64\text{N}_2) + 1,88\text{N}_2} = \frac{(n\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O}) \cdot 100}{n6,64 + 1,88}$$

$$\text{Для } \text{CH}_4 \quad \text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \frac{200}{6,64 + 1,88} = 23,5\%;$$

$$\text{для } \text{C}_2\text{H}_6 \quad \text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \frac{300}{2 \cdot 6,64 + 1,88} = \frac{300}{15,16} = 19,7\%.$$

$$\text{для } \text{C}_3\text{H}_8 \quad \text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} = \frac{400}{3 \cdot 6,64 + 1,88} = \frac{400}{21,8} = 18,4\%.$$

Подсчет 4. Подсчитать соотношение $\text{H}_2\text{O}'_{\text{max}} : \text{CO}_2 \text{ max}$ для алканов от CH_4 до C_4H_{10} :

$$\frac{(n\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O}) \cdot 100}{n6,64 + 1,88} : \frac{n\text{CO}_2 \cdot 100}{n6,64 + 1,88} = \frac{n\text{H}_2\text{O} + \text{H}_2\text{O}}{n\text{CO}_2}.$$

$$\text{Для } \text{CH}_4 \quad 2/1 = 2; \quad \text{для } \text{C}_2\text{H}_6 \quad 3/2 = 1,5;$$

$$\text{для } \text{C}_3\text{H}_8 \quad 4/3 = 1,33; \quad \text{для } \text{C}_4\text{H}_{10} \quad 5/4 = 1,25;$$

РЕСУРСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Важнейшим видом газообразного топлива является природный газ, добываемый из чисто газовых и газоконденсатных месторождений. В СССР насчитывается свыше 600 месторождений природного газа с геологическими запасами ~ 100 трлн. м^3 и суммарными промышленными запасами более 20 трлн. м^3 . Наиболее крупные ресурсы сконцентрированы в Тюменской области, где промышленные запасы природного газа составляют около 12 трлн. м^3 [149].

В Европейской части СССР расположены месторождения природного газа с суммарными промышленными запасами около 4 трлн. м^3 . Примерно такие же запасы природного газа разведаны в Средней Азии. В районах Сибири за пределами Тюменской области разведаны месторождения природного газа с промышленными запасами около 1 трлн. м^3 .

Геологические и промышленные запасы природного газа в стране быстро возрастают — за последние 15 лет они увеличились примерно в 10 раз и продолжают систематически наращиваться благодаря открытию новых и уточнению запасов разведанных ранее месторождений.

Распределение геологических запасов природного газа в СССР по районам и глубине залегания приведены в табл. 123.

Таблица 123

Запасы природного газа в СССР

Район	Запасы газа глубиной залегания до 4500 м		Запасы газа глубиной залегания 4500—7000 м	
	трлн. м^3	%	трлн. м^3	%
Европейская часть СССР	15,0	17,4	5,6	56
Западная Сибирь	42,3	49,2	0,2	2
Восточная Сибирь и Дальний Восток	15,7	18,3	—	—
Средняя Азия	13,0	15,1	4,2	42
Итого	86,0	100	10	100

В 1974 г. в журнале «Philosophical Transaction» [155], издаваемом Британским королевским обществом, опубликованы следующие данные о мировых ресурсах природного газа.

Геологические запасы составляют 140 трлн. м^3 , в том числе:

	трлн. м^3	%		трлн. м^3	%
СССР	96	68	Северная Америка	12	9
Ближний Восток	14	10	Другие районы	18	13

Мировые промышленные запасы, установленные к концу 1972 г., составляют 53 трлн. м³, в том числе:

СССР	18	34%	Африка	5	10%
Ближний Восток	9,8	18	Южная Америка	2,2	4
Северная Америка	9,2	17	Страны Дальнего Востока	3	5
Западная Европа	5	10	Прочие районы	0,8	2

Промышленные запасы стран Западной Европы распределяются следующим образом, млрд. м³:

Нидерланды	2490	ФРГ	360	Дания	50
Великобритания	1275	Франция	190	Австрия	15
Норвегия	425	Италия	175	Испания	15

При этом запасы газа в Великобритании, Норвегии и Дании полностью сосредоточены в соответствующих секторах Северного моря.

Мировая добыча естественного газа возросла за 10 лет более чем в 2 раза. С 1962 по 1972 г. она увеличилась округленно с 540 до 1200 млрд. м³ без учета обратной закачки нефтепромыслового газа в пласт [156].

Увеличение добычи естественного газа в СССР было приведено в табл. 1. К 1980 г. она увеличится на 145,7 млрд. м³ [239]. Добыча газового конденсата в стране возросла с 0,7 млн. т в 1960 г. до 4,2 млн. т в 1970 г., 6,6 млн. т в 1972 г. и 7,2 млн. т в 1975 г.

Ниже приведена добыча естественного газа в некоторых зарубежных странах в 1972 г. (млрд. м³ при 0 °С и 760 мм рт. ст.):

США	638	Великобритания	27	ФРГ	17
Канада	92	Иран	18	Италия	14
Нидерланды	58	Мексика	18	Венесуэла	11
Румыния	28				

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы большинства месторождений не содержат сернистых соединений. Однако в природных газах некоторых месторождений содержится до 5% H₂S. При очистке этих газов от сероводорода получают серу, необходимую для ряда отраслей промышленности.

В природных газах большинства месторождений СССР содержится небольшое количество балласта — азота и углекислого газа. Лишь в некоторых месторождениях содержание балласта, преимущественно азота, достигает значительной величины. Балласт в газе существенно снижает его теплоту сгорания, однако сравнительно мало сказывается на жаропроизводительности.

Так, 10% балласта в природном газе, снижая его теплоту сгорания на 10%, уменьшает жаропроизводительность лишь на 20 °С, т. е. на 1%. Некоторые природные газы содержат также гелий.

Состав углеводородов природных газов в значительной степени зависит от того, на какой глубине расположено газовое месторождение. При глубине до 1000—1300 м содержание метана в углеводородной массе газа составляет около 99%, этана до 0,5%, а содержание более тяжелых алканов составляет в большинстве случаев лишь доли процента. Такие газы называют сухими природными газами. Более половины запасов природного газа в стране приходится на долю сухих газов.

Газы, добываемые с больших глубин, также состоят в основном из метана, однако они содержат значительно большее количество его гомологов от этана до гексана и более тяжелых алканов.

При добыче природного газа с больших глубин и снижении его давления гексан и более тяжелые углеводороды, содержащиеся в газе, отделяются в виде конденсата. В конденсате содержатся также пропан, бутан и пентан [153].

По содержанию в газе конденсата месторождения природного газа можно разбить на четыре группы [157]:

Группа	Содержание в 1 м ³ газа конденсата, см ³	Группа	Содержание в 1 м ³ газа конденсата, см ³
1	До 1	3	50—200
2	1—50	4	Более 200

При содержании в 1 м³ газа 200 см³ газового конденсата соотношение по теплу конденсата к газу составляет около 25%.

Из газового конденсата вырабатывают сжиженные газы, состоящие в основном из пропана и бутана, и стабилизированный конденсат, близкий по составу к легкому моторному топливу и представляющий большую ценность для народного хозяйства.

Газы газоконденсатных месторождений и после отделения конденсата все же несколько отличаются от сухих природных газов более высоким содержанием гомологов метана и соответственно несколько более высокой теплотой сгорания. Состав сухих природных газов приведен в табл. 124, а газов газоконденсатных месторождений с повышенным содержанием гомологов метана — в табл. 125.

Таблица 124

Состав природных газов с малым содержанием этана, пропана и бутана

Месторождение	Состав газа, % объемн.							Низшая теплота сгорания при 0 °С (округленно), ккал/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	
<i>Львовская область</i>								
Дашавское	98	0,4	0,2	0,1	0,1	0,2	1,0	8500
<i>Ставропольский край</i>								
Северо-Ставропольское (горизонт Хадумский)	99	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	8550
<i>Волгоградская область</i>								
Саушинское	98	0,2	0,1	—	—	0,2	1,5	8450
<i>Тюменская область</i>								
Березовское	95	0,5	0,5	—	—	0,5	3,5	8300
Деминское	83	0,5	—	—	—	2,5	14	7200
Медвежье	99	0,1	—	—	—	0,1	0,8	8500
Уренгойское	98	0,1	—	—	—	0,3	1,6	8400

Более подробные данные о составе природных газов месторождений СССР и других стран приведены в книге «Газ и его применение в народном хозяйстве» [149].

При сгорании газов с повышенным содержанием гомологов метана расходуется большее количество воздуха и соответственно возрастает

Состав природных газов с повышенным содержанием этана, пропана и бутана

Месторождение	Состав газа, % (объемн.)							Низшая теплота сгорания при 0 °С, ккал/м³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	
<i>Харьковская область</i>								
Шебелинское	93	4	1	0,5	0,5	0,1	0,9	9100
<i>Краснодарский край</i>								
Ленинградское	91	5	1,4	0,3	1,3	—	1	9400
Майкопское	88	3,5	1	0,5	1	5	1	8750
Старо-Минское	81	8	4	1	3	2,5	0,5	10 350
<i>Ставропольский край</i>								
Северо-Ставропольское (горизонт «Зеленая свита»)	85	4	2,5	1,5	1,5	0,5	5	9400
<i>Оренбургская область</i>								
Оренбургское ¹	83	5	2	1	1	1	4	8950
<i>Коми АССР</i>								
Вуктыльское	84,5	7,5	2	0,6	0,3	0,1	5	9100
<i>Якутская ССР</i>								
Усть-Вилюйское	90	4,5	0,9	0,3	1,1	0,2	3	9050
<i>Туркменская ССР</i>								
Наипское	85	3	4	2	1,5	1	3,5	9700
Шатлыкское	93	2	0,2	0,1	0,5	2,5	1,7	8500
Кызыл-Кумское	93,5	2,6	1,4	2,5	—	—	—	9400
<i>Узбекская ССР</i>								
Газлинское	95	3	0,3	0,2	0,1	0,4	1	8700

¹ Газ до очистки от сероводорода содержит до 5% H₂S.

объем продуктов сгорания. Поэтому максимальная энтальпия и жаропроизводительность газов — сухих природных и газоконденсатных месторождений — очень близки, как это видно из табл. 126 и 127.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Горючая масса природных газов состоит из метана и его гомологов — этана, пропана, бутана и пентана. Термодинамически неустойчивые непредельные углеводороды в природных газах не содержатся.

Природный газ обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с рассмотренными ранее видами твердого и жидкого топлива, а именно:

1) производительность труда при добыче природного газа примерно в 5 раз выше, чем при добыче нефти, и в 30 раз выше, чем при шахтной добыче угля;

2) стоимость добычи природного газа значительно ниже, чем других видов топлива;

Объемы продуктов сгорания и обобщенные теплотехнические характеристики природных газов газовых месторождений

Месторождение	Теплота сгорания Q_H , ккал/м ³	Теоретический объем, м ³ /м ³ газа			Отношение объемов су- хих и влажных продуктов сгорания B	Теплота сгора- ния, отнесенная к 1 м ³ продук- тов сгорания, ккал/м ³		Жаропроизводительность при сжигании в воздухе содержащем 1% H ₂ O, °C t_{max}
		воздуха V_B^0	продуктов сгорания			сухих P	влажных R	
			сухих $V_{с.г}^0$	влажных V_{Σ}^0				
Дашавское	8500	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2010
Ставропольское (Хадумский горизонт)	8550	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2010
Волгоградские (Верейский горизонт)	8500	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2010
Березовское	8300	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2010
Медвежье	8500	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2010
Уренгойское	8400	9,4	8,4	10,4	0,81	1000	815	2010

Примечание. Величина CO_{2max} сухих продуктов сгорания равна 11,8%.

Таблица 127

Объемы продуктов сгорания и обобщенные теплотехнические характеристики природных газов газоконденсатных и газонефтяных месторождений

Месторождение	Теплота сгорания Q_H , ккал/м ³	Теоретический объем, м ³ /м ³ газа			Отношение объемов су- хих и влажных продуктов сгорания B	Теплота сгора- ния, отнесен- ная к 1 м ³ продуктов сгорания, ккал/м ³		Жаропроизводительность при сжигании в воздухе, содержащем 1% H ₂ O, t_{max} , °C	CO _{2max} сухих продуктов, сгорания, %
		воздуха V_B^0	продуктов сгорания			сухих P	влажных R		
			сухих $V_{с.г}^0$	влажных V_{Σ}^0					
Шебелинское	9 100	10,1	9,1	11,2	0,81	1000	815	2010	12,0
Ленинградское	9 400	10,4	9,4	11,5	0,81	1000	818	2020	12,0
Майкопское	8 750	9,6	8,7	10,7	0,81	1000	820	2030	12,6
Старо-Миинское	10 500	11,6	10,5	12,7	0,82	990	815	2010	12,4
Ставропольское (горизонт «Зе- леная свита»)	9 400	10,4	9,4	11,5	0,82	1000	815	2010	12,2
Оренбургское	9 050	10,1	9,1	11,1	0,82	1000	820	2020	12,1
Вуктыльское	9 100	10,1	9,1	11,1	0,82	1000	818	2020	12,0
Нанпское	9 700	10,7	9,7	11,8	0,82	1000	820	2030	12,3
Шатлыкское	8 500	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2010	12,1
Кизыл-Кумское	9 400	10,4	9,4	11,5	0,82	1000	810	2015	12,0
Газлинское	8 700	9,7	8,7	10,7	0,81	1000	815	2010	11,8

3) природный газ используют в качестве топлива, не прибегая к сложной и дорогостоящей переработке, характерной для жидкого топлива, а также искусственных видов твердого и газообразного топлива;

4) высокая жаропроизводительность природного газа позволяет эффективно применять его в качестве технологического и энергетического топлива;

5) полное отсутствие серы придает особую ценность природному газу, предназначенному для использования в технологии и коммунальном хозяйстве;

6) отсутствие в составе газа токсичной окиси углерода предотвращает возможность отравления в случае утечки газа, что особенно важно при его бытовом использовании;

7) высокая теплота сгорания обуславливает возможность дальнего транспорта природного газа;

8) при работе на природном газе обеспечиваются возможность авторегулировки процесса горения, высокая производительность и хорошие условия труда обслуживающего персонала;

9) использование природного газа позволяет значительно интенсифицировать работу топок, печей и котлов и соответственно снизить стоимость оборудования и уменьшить габариты;

10) при работе на природном газе можно обеспечить достижение весьма высоких КПД, особенно при осуществлении методов комплексного (ступенчатого) использования тепла продуктов сгорания в высоко- и низкотемпературных установках;

11) применение природного газа устраняет загрязнение воздушного бассейна золой и окислами серы, а также обусловленную этим необходимость сооружения высоких и дорогих труб для отвода продуктов сгорания;

12) продукты полного сгорания природного газа, отводимые от котлов и печей, можно использовать в качестве инертных газов и дарового источника углекислоты.

Народнохозяйственная ценность природного газа в большой степени возрастает благодаря возможности эффективного его использования в химической технологии:

а) для производства водорода и вырабатываемых с его применением метанола и других синтетических спиртов, синтетического аммиака, азотной кислоты и минеральных удобрений;

б) для органического синтеза с использованием в качестве первичного продукта основного компонента природных газов — метана и выделяемых из природных газов этана, пропана и бутана;

в) для производства сажи;

г) для неполного окисления метана с получением формальдегида;

д) для производства ацетиленов и химических синтезов на его основе.

В соответствии с высокой эффективностью добычи и применения природного газа XX съезд КПСС в 1956 г. принял решение о коренном изменении структуры топливного баланса и опережающем развитии добычи нефти и газа.

Темп роста добычи природного газа (включая попутный нефтепромысловый) и увеличение его доли в топливном балансе иллюстрируются следующими данными.

В 1945 г. было добыто около 3 млрд. м³ газа и доля газа в топливном балансе составила 2,3%.

В 1960 г. добыча газа возросла до 45,3 млрд. м³, а его доля в топливном балансе увеличилась до 7,9%.

В 1975 г. было добыто 289 млрд. м³ газа, а его удельный вес в топливном балансе превысил 21% [154].

Количество добытого в 1975 г. природного и попутного нефтепромыслового газов превышает по теплу примерно в 7 раз добычу всех видов топлива в 1913 г.

Доля природного газа по теплу превышает 85% суммарного теплосодержания природного и нефтепромыслового газов.

В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы» [9] указано, что в 1980 г. следует довести добычу газа до 400—435 млрд. м³ ввести в действие примерно 35 000 км газопроводов, комплексно использовать нефтяной и природный газы с получением из них конденсата, серы, гелия и других сопутствующих компонентов. Намечено повысить производительность труда в газовой промышленности на 43—45%.

В 1975 г. более 150 млн. жителей страны пользовалось газообразным топливом [154]. Применение газа для коммунально-бытовых нужд населения быстро возрастает.

Добыча газа увеличится по сравнению с девятой пятилеткой примерно в 1,5 раза, а его потребление на технологические цели — примерно в 2 раза [8].

С применением газа выплавляют около 80% стали и чугуна. Если бы в стране не была создана мощная промышленность природного газа, то для обеспечения потребности в горючем пришлось бы дополнительно привлечь для работы в угольных шахтах и разрезах несколько сот тысяч рабочих.

Основной задачей созданного в 1970 г. Газового надзора является осуществление контроля за рациональным и эффективным использованием газа как топлива на предприятиях и в организациях, за соблюдением единого порядка отпуска газа потребителям, за техническим уровнем оборудования и приборов, за внедрением новой техники в области использования газообразного топлива и за соблюдением установленных режимов потребления газа.

Структура использования газа в СССР по видам потребителей характеризуется следующими цифрами, %:

Коммунально-бытовые нужды	13	нефтяная и газовая	8
Промышленность (без электростанций)	57	строительных материалов	9
в том числе		пищевая	3
химическая	8	прочие отрасли	4
металлургическая	16	Электростанции	26
машиностроительная	9	Прочие потребители	4
и металлообрабатывающая			

Приведем для сопоставления структуру потребления природного газа в США, %:

Коммунально-бытовые и мелкие потребители	32
Химическая технология	3
Топливо для промышленных предприятий	43
Топливо для электростанций	19
Транспорт	3

Теплотехнические характеристики природных газов основных месторождений СССР даны в табл. 125 и 126.

Из этих таблиц видно, что различия в теплоте сгорания некоторых природных газов довольно значительны. Так, колебания в теплоте сго-

рания природных газов различных горизонтов Ставропольского месторождения достигают 900 ккал/м³, т. е. около 10%.

Различие в теплоте сгорания дашавского и шебелинского природных газов, добываемых на Украине, — около 600 ккал/м³, т. е. ~7%.

Однако, поскольку с увеличением теплоты сгорания природных газов почти в такой же степени возрастают объемы воздуха, необходимого для сгорания газов и образующихся продуктов сгорания, теплосодержание 1 м³ продуктов сгорания и жаропроизводительность природных газов основных месторождений СССР колеблются в весьма малых пределах.

Так, жаропроизводительность природных газов t'_{max} , приведенная в табл. 126 и 127, колеблется от 2010 до 2030 °С, а теплосодержание 1 м³ продуктов горения P остается практически неизменным.

Указанное положение подчеркивает целесообразность использования в качестве основных характеристик природных газов при выполнении теплотехнических расчетов этих стабильных величин, практически не меняющихся в зависимости от состава природных газов. Применение обобщенных характеристик продуктов сгорания позволяет значительно упростить и удешевить теплотехнические испытания, проводимые с целью установления потерь тепла и определения эффективности использования природного газа.

Важно отметить, что теплота сгорания, отнесенная к единице объема продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха, и обуслов-

Таблица 128

Вспомогательная таблица для подсчета низшей теплоты сгорания природных газов

Метан				Этан		Пропан		Бутан		Пентан		Пентан и высшие углеводороды	
%	Q, ккал	%	Q, ккал	%	Q, ккал	%	Q, ккал	%	Q, ккал	%	Q, ккал	%	Q, ккал
80	6850	0,1	10	0,1	10	0,1	20	0,1	30	0,1	40	0,1	40
81	6930	0,2	20	0,2	30	0,2	40	0,2	60	0,2	70	0,2	80
82	7020	0,3	30	0,3	50	0,3	70	0,3	90	0,3	100	0,3	120
83	7100	0,4	30	0,4	60	0,4	90	0,4	110	0,4	140	0,4	160
84	7190	0,5	40	0,5	80	0,5	110	0,5	140	0,5	180	0,5	200
85	7270	0,6	50	0,6	90	0,6	130	0,6	170	0,6	210	0,6	240
86	7360	0,7	60	0,7	100	0,7	150	0,7	200	0,7	240	0,7	280
87	7450	0,8	70	0,8	120	0,8	170	0,8	230	0,8	280	0,8	320
88	7530	0,9	80	0,9	140	0,9	200	0,9	260	0,9	320	0,9	360
89	7620	—	—	1	150	1	220	1	280	1	350	1	400
90	7700	—	—	2	300	2	430	2	570	2	700	2	800
91	7790	—	—	3	460	3	650	3	850	—	—	—	—
92	7870	—	—	4	610	4	870	—	—	—	—	—	—
93	7960	—	—	5	760	5	1090	—	—	—	—	—	—
94	8040	—	—	6	910	—	—	—	—	—	—	—	—
95	8130	—	—	7	1060	—	—	—	—	—	—	—	—
96	8220	—	—	8	1210	—	—	—	—	—	—	—	—
97	8300	—	—	9	1370	—	—	—	—	—	—	—	—
98	8390	—	—	10	1520	—	—	—	—	—	—	—	—
99	8470	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
100	8560	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания природного газа

Состав, %			h	α	Температура горения	
CO ₂	O ₂	N ₂			калориметрическая $t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	расчетная $t'_{\text{расч}}, ^\circ\text{C}$
11,8	0,0	88,2	1,00	1,00	2010	1920
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02	1990	1900
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03	1970	1880
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05	1940	1870
11,0	1,4	87,6	1,07	1,06	1920	1860
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08	1900	1850
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10	1880	1840
10,4	2,5	87,1	1,13	1,12	1850	1820
10,2	2,8	87,0	1,15	1,14	1820	1790
10,0	3,2	86,8	1,18	1,16	1800	1770
9,8	3,6	86,6	1,20	1,18	1780	—
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20	1760	—
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22	1730	—
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25	1700	—
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28	1670	—
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30	1650	—
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33	1620	—
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36	1600	—
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40	1570	—
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43	1540	—
7,8	7,1	85,1	1,51	1,46	1510	—
7,6	7,5	84,9	1,55	1,50	1470	—
7,4	7,8	84,8	1,59	1,53	1440	—
7,2	8,2	84,6	1,64	1,57	1410	—
7,0	8,5	84,5	1,68	1,61	1380	—
6,8	8,9	84,3	1,73	1,66	1350	—
6,6	9,2	84,2	1,79	1,71	1320	—
6,4	9,6	84,0	1,85	1,76	1290	—
6,2	10,0	83,8	1,90	1,82	1260	—
6,0	10,3	83,7	1,96	1,87	1230	—
5,8	10,7	83,5	2,03	1,94	1200	—
5,6	11,0	83,4	2,11	2,00	1170	—
5,4	11,4	83,2	2,18	2,07	1140	—
5,2	11,8	83,0	2,26	2,15	1100	—
5,0	12,1	82,9	2,36	2,22	1070	—
4,8	12,5	82,7	2,46	2,31	1040	—
4,6	12,8	82,6	2,56	2,41	1000	—
4,4	13,2	82,4	2,68	2,51	960	—
4,2	13,5	82,3	2,81	2,62	930	—
4,0	13,9	82,1	2,94	2,75	900	—
3,8	14,2	82,0	3,11	2,90	—	—

Таблица 129 (окончание)

Состав, %			h	α	Температура горения	
CO ₂	O ₂	N ₂			калориметрическая $t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	расчетная $t'_{\text{расч}}, ^\circ\text{C}$
3,6	14,6	81,8	3,28	3,05	—	—
3,4	15,0	81,6	3,47	3,20	—	—
3,2	15,3	81,5	3,69	3,40	—	—
3,0	15,7	81,3	3,94	3,65	—	—
2,8	16,0	81,2	4,21	3,90	—	—
2,6	16,4	81,0	4,54	4,20	—	—
2,4	16,7	80,9	4,92	4,50	—	—
2,2	17,1	80,7	5,36	4,90	—	—
2,0	17,4	80,6	5,90	5,40	—	—
1,8	17,8	80,4	6,55	6,00	—	—
1,6	18,2	80,2	7,38	6,70	—	—
1,4	18,5	80,1	8,43	7,70	—	—
1,2	18,9	79,9	9,83	8,90	—	—
1,0	19,2	79,8	11,8	10,70	—	—

Таблица 130

Калориметрическая температура горения ($^\circ\text{C}$) природного газа в зависимости от температуры подогрева воздуха для различного значения α

Коэф- фициент расхода воздуха	Температура подогрева воздуха, $^\circ\text{C}$												
	20	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
0,2	460	500	536	590	625	690	740	775	800	845	895	940	980
0,3	920	945	980	1040	1080	1130	1190	1240	1295	1340	1410	1460	1510
0,4	1215	1250	1310	1365	1390	1470	1530	1590	1640	1710	1760	1830	1890
0,5	1380	1430	1500	1545	1620	1680	1740	1810	1860	1940	2000	2070	2135
0,6	1610	1650	1785	1780	1840	1900	1960	2015	2150	2155	2210	2275	2360
0,7	1730	1780	1840	1915	1970	2040	2095	2220	2235	2300	2370	2440	2500
0,8	1885	1940	2010	2065	2130	2200	2260	2330	2390	2460	2515	2550	—
0,9	1980	2030	2090	2150	2220	2290	2355	2420	2500	—	—	—	—
1,0	2050	2120	2200	2250	2320	2385	2450	2510	2560	—	—	—	—
1,2	1810	1860	1930	2000	2070	2135	2200	2280	2345	2420	2480	—	—
1,4	1610	1660	1735	1800	1870	1950	2030	2100	2160	2250	2340	2410	2490
1,6	1445	1510	1560	1640	1725	1800	1860	1945	2030	2110	2210	2280	2370
1,8	1315	1370	1455	1515	1585	1665	1735	1835	1920	2000	2040	2170	2255
2,0	1215	1270	1350	1420	1485	1570	1635	1720	1830	1885	1985	2025	2145

ленные этой величиной жаропроизводительность, калориметрическая и теоретическая температуры горения газов, а также соотношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания природных газов практически однозначно определяются аналогичными характеристиками метана.

Это иллюстрируется данными, приведенными в табл. 126 и 127.

Для подсчета теплоты сгорания природного газа можно воспользоваться вспомогательной табл. 128.

Расчетная температура горения природного газа (с учетом диссоциации продуктов сгорания)

CO ₂ , %	α	h	Температура воздуха, °С					
			0	100	200	300	400	500
11,8	1,00	1,00	1950	1990	—	—	—	—
11,6	1,02	1,02	1930	1975	—	—	—	—
11,4	1,03	1,03	1915	1965	2005	—	—	—
11,2	1,05	1,05	1895	1945	1985	—	—	—
11,0	1,06	1,07	1880	1930	1975	—	—	—
10,8	1,08	1,09	1860	1910	1960	2000	—	—
10,6	1,10	1,11	1840	1890	1940	1980	—	—
10,4	1,12	1,13	1825	1875	1925	1970	—	—
10,2	1,14	1,15	1810	1860	1910	1960	2000	—
10,0	1,16	1,18	1790	1840	1890	1940	1985	—
9,8	1,18	1,20	1780	1830	1880	1930	1975	—
9,6	1,20	1,23	1760	1810	1860	1910	1960	2000
9,4	1,22	1,25	1740	1790	1840	1890	1935	1980
9,2	1,25	1,28	1710	1765	1815	1865	1915	1965
9,0	1,28	1,31	1680	1740	1795	1845	1900	1950
8,8	1,30	1,34	1660	1720	1775	1830	1880	1930
8,6	1,33	1,37	1630	1695	1755	1810	1865	1920
8,4	1,36	1,40	1600	1670	1730	1790	1845	1895
8,2	1,40	1,44	—	1640	1700	1760	1820	1875
8,0	1,43	1,47	—	1610	1675	1735	1795	1855
7,0	1,61	1,68	—	—	—	1620	1685	1750
6,0	1,87	1,96	—	—	—	—	—	1620

В табл. 129 приведены состав сухих продуктов сгорания природного газа с различным избытком воздуха и температуры, развиваемые при полном сгорании газа в холодном воздухе [37]. В табл. 130 и 131 дана калориметрическая и расчетная температуры сгорания природного газа при подогреве воздуха [158].

CO_{2 max} природных газов чисто газовых месторождений, состоящих в основном из метана и содержащих незначительное количество его гомологов, азота и углекислого газа, равно 11,8%. При увеличении содержания в газе гомологов метана и в особенности CO₂ величина CO_{2 max} составляет ~12,0%.

CO_{2 max} природных и других углеводородных газов, содержащих более 75% метана, можно подсчитать по следующей формуле с эмпирически подобранными коэффициентами, учитывающими различие в CO_{2 max} метана и его гомологов и увеличение объема сухих продуктов сгорания при замещении 1% CH₄ более тяжелыми углеводородами:

$$\text{CO}_{2 \max} = 11,75 + 0,01 (2\text{C}_2\text{H}_6 + 4\text{C}_3\text{H}_8 + 6\text{C}_4\text{H}_{10} + 8\text{C}_5\text{H}_{12} + \\ + 10\text{C}_6\text{H}_{14} + 11\text{CO}_2 - 1,5\text{N}_2) \%.$$

При содержании в газе до 3% N₂ можно применять с достаточной для теплотехнических подсчетов точностью формулу

$$\text{CO}_{2\max} = 11,75 + 0,01 (2(\text{C}_2\text{H}_6 - \text{N}_2) + 4\text{C}_3\text{H}_8 + 6\text{C}_4\text{H}_{10} + \\ + 8\text{C}_5\text{H}_{12} + 10\text{C}_6\text{H}_{14} + 11\text{CO}_2) \text{ \%}.$$

Для газов с содержанием более 75% CH_4 и содержанием до 20% гомологов метана, до 9% углекислого газа и до 9% азота расхождение в результатах подсчета по приведенной формуле и формуле (IV.1), требующей предварительного подсчета объемов продуктов сгорания и воздуха, необходимого для сгорания топлива, не превышает 0,05%.

Поскольку при выполнении теплотехнических расчетов значения $\text{CO}_{2\max}$ обычно округляют до 0,1%, совпадения результатов определения величины $\text{CO}_{2\max}$ по сопоставляемым формулам следует признать достаточно удовлетворительными [159].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Природный газ широко применяют для сжигания в котлах и промышленных печах. На долю природного газа приходится около 60% прироста котельно-печного топлива, поэтому сжигание природного газа в печах и котлах в ближайшие годы еще более возрастет.

Природный газ используют в котлах с различной эффективностью. При правильном контроле процесса горения и использования тепла уходящих газов КПД котлов достигает 93—94%, а при отсутствии надлежащего контроля КПД котлов, работающих на газе, резко снижается и в некоторых случаях не превышает 60—70%. Важно то, что газ в небольших котлах можно использовать с КПД не меньшим, чем в мощных котельных установках электростанций.

Для повышения эффективности использования газа в котлах и других установках необходимо иметь возможность быстро, с минимальной затратой труда определить потери тепла и КПД котлов.

Ниже изложена разработанная автором простая методика определения эффективности использования природного газа [37].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Располагаемое тепло продуктов сгорания природного газа можно определить по формуле, полученной преобразованием формулы (VIII.22):

$$q = 0,01 \cdot Zt \text{ \%}. \quad (\text{XXIII.1})$$

Значение величины Z для природного газа в зависимости от содержания в продуктах сгорания углеродсодержащих компонентов дано в табл. 132.

Подсчет 1. Температура продуктов сгорания перед пароперегревателем парового котла, работающего на природном газе, $t = 1000^\circ\text{C}$. Состав продуктов сгорания: 10,3% CO_2 ; 2,6% O_2 ; 87,1% N_2 . Подсчитать располагаемое тепло продуктов сгорания.

Проверяем по табл. 129 соответствие состава продуктов сгорания характеристикам природного газа. Поскольку данные анализа не вызывают возражений, определяем величину Z по табл. 132 и подсчитываем располагаемое тепло продуктов сгорания

$$q = 0,01 \cdot 5,05 \cdot 1000 = 50,5\%.$$

Подсчет 2. Определить располагаемое тепло продуктов сгорания перед экономайзером. Состав продуктов сгорания при температуре 400°C : 9,9% CO_2 ; 3,4% O_2 ; 86,7% N_2 .

Аналогично предыдущему

$$q = 0,01 \cdot 4,90 \cdot 400 = 19,6\%.$$

Значения величины Z для природного газа

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температура продуктов сгорания, °C							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
11,8	4,13	4,16	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77
11,7	4,15	4,21	4,31	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80
11,6	4,18	4,25	4,33	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83
11,5	4,21	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87
11,4	4,24	4,30	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90
11,3	4,26	4,32	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93
11,2	4,28	4,34	4,46	4,56	4,66	4,76	4,86	4,96
11,1	4,30	4,37	4,48	4,59	4,68	4,78	4,88	4,98
11,0	4,35	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00
10,9	4,40	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93	5,03
10,8	4,43	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87	4,97	5,07
10,7	4,45	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10
10,6	4,48	4,53	4,65	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
10,5	4,50	4,56	4,67	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18
10,4	4,53	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20
10,3	4,57	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
10,2	4,60	4,65	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18	5,28
10,1	4,63	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30
10,0	4,67	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35
9,9	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40
9,8	4,75	4,83	4,93	5,03	5,13	5,23	5,33	5,43
9,7	4,80	4,87	4,97	5,07	5,17	5,27	5,37	5,47
9,6	4,84	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40	5,50
9,5	4,88	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55
9,4	4,93	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40	5,50	5,60
9,3	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55	5,65
9,2	5,02	5,07	5,20	5,30	5,40	5,50	5,60	5,70
9,1	5,07	5,10	5,25	5,35	5,50	5,60	5,70	5,80
9,0	5,10	5,15	5,30	5,40	5,55	5,65	5,75	5,85
8,9	5,13	5,22	5,33	5,45	5,60	5,70	5,80	—
8,8	5,17	5,26	5,35	5,50	5,65	5,75	5,85	—
8,7	5,22	5,30	5,40	5,55	5,70	5,80	5,90	—
8,6	5,27	5,35	5,45	5,60	5,75	5,85	5,95	—
8,5	5,30	5,40	5,50	5,65	5,80	5,90	6,00	—
8,4	5,35	5,45	5,55	5,70	5,85	5,95	6,05	—
8,3	5,40	5,50	5,60	5,75	5,90	6,00	6,10	—
8,2	5,45	5,55	5,65	5,80	5,95	6,05	6,15	—
8,1	5,50	5,60	5,70	5,85	6,00	6,10	6,20	—
8,0	5,57	5,67	5,77	5,90	6,05	6,15	6,30	—
7,9	5,62	5,72	5,85	5,95	6,10	6,20	—	—
7,8	5,68	5,80	5,90	6,00	6,15	6,25	—	—
7,7	5,75	5,85	5,97	6,08	6,25	6,35	—	—

Таблица 132 (окончание)

Содержание в продуктах сгорания, $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температура продуктов сгорания, °C							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
7,6	5,80	5,90	6,05	6,15	6,32	6,42	—	—
7,5	5,85	6,00	6,10	6,25	6,40	6,50	—	—
7,4	5,90	6,05	6,20	6,30	6,45	6,60	—	—
7,3	6,00	6,10	6,25	6,35	6,50	6,65	—	—
7,2	6,05	6,15	6,30	6,40	6,55	6,70	—	—
7,1	6,10	6,25	6,40	6,50	6,65	6,80	—	—
7,0	6,22	6,32	6,45	6,60	6,75	6,90	—	—
6,9	6,35	6,40	6,55	6,70	6,85	—	—	—
6,8	6,45	6,50	6,65	6,75	6,90	—	—	—
6,7	6,50	6,60	6,70	6,85	7,00	—	—	—
6,6	6,55	6,65	6,80	6,95	7,10	—	—	—
6,5	6,65	6,75	6,85	7,05	7,20	—	—	—
6,4	6,70	6,85	6,95	7,15	7,30	—	—	—
6,3	6,80	6,95	7,05	7,25	7,40	—	—	—
6,2	6,95	7,05	7,15	7,35	7,50	—	—	—
6,1	7,05	7,15	7,25	7,45	7,60	—	—	—
6,0	7,15	7,25	7,35	7,55	7,70	—	—	—
5,9	7,25	7,35	7,50	7,65	7,80	—	—	—
5,8	7,40	7,45	7,60	7,75	7,90	—	—	—
5,7	7,45	7,55	7,70	7,85	8,05	—	—	—
5,6	7,55	7,65	7,80	7,95	8,15	—	—	—
5,5	7,70	7,80	7,95	8,10	8,25	—	—	—
5,4	7,85	7,95	8,05	8,25	8,40	—	—	—
5,3	7,95	8,05	8,20	8,35	8,50	—	—	—
5,2	8,05	8,20	8,35	8,50	8,65	—	—	—
5,1	8,20	8,35	8,50	8,65	8,80	—	—	—
5,0	8,35	8,50	8,65	8,80	9,00	—	—	—
4,8	8,65	8,75	8,95	9,15	—	—	—	—
4,6	9,00	9,10	9,25	9,50	—	—	—	—
4,4	9,35	9,50	9,65	9,90	—	—	—	—
4,2	9,75	9,90	10,05	10,30	—	—	—	—
4,0	10,20	10,3	10,5	10,7	—	—	—	—
3,8	10,7	10,8	11,0	11,2	—	—	—	—
3,6	11,2	11,4	11,6	11,8	—	—	—	—
3,4	11,8	12,0	12,2	—	—	—	—	—
3,2	12,5	12,7	12,9	—	—	—	—	—
3,0	13,2	13,4	13,6	—	—	—	—	—
2,8	14,1	14,3	14,5	—	—	—	—	—
2,6	15,2	15,4	15,6	—	—	—	—	—
2,4	16,4	16,6	—	—	—	—	—	—
2,2	17,8	18,0	—	—	—	—	—	—
2,0	19,6	19,7	—	—	—	—	—	—
1,8	21,4	21,7	—	—	—	—	—	—
1,6	24,0	—	—	—	—	—	—	—
1,4	27,3	—	—	—	—	—	—	—
1,2	31,7	—	—	—	—	—	—	—
1,0	37,9	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Использование продуктов сгорания с весьма малым содержанием CO_2 возможно в сушильных установках, в которых в качестве сушильного агента применяют продукты сгорания природного газа, разбавленные воздухом.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ

Потери тепла с уходящими газами q_2 можно подсчитать по формуле
 $q_2 = 0,01Z(t_{y.r} - t_b) \%$, (XXIII.2)

Т а б л и ц а 133

Результаты испытаний котлов Мосгазпроекта

Предприятие	Тип котла	Потери тепла с уходящими газами, %		
		Обычная методика	Упрощенная	Невязка
Завод железобетонных изделий № 2	ДКВР-10	19,4	19,68	—0,28
		16,0	15,89	—0,11
		14,5	14,52	—0,02
Очаковский кирпичный завод	НР-18	24,9	24,75	+0,15
		19,5	19,35	+0,15
		15,3	15,15	+0,15
Завод ремонтно-механический и стройдеталей	ДКВР-4-13	12,5	12,39	+0,11
		13,0	13,4	—0,4
		13,7	14,06	—0,36
Завод керамблоков	Шухов—Берлин А-7	10,4	10,45	—0,05
		10,2	10,45	—0,25
		10,0	9,95	+0,05
То же	Шухов—Берлин А-3	10,0	9,95	+0,05
		12,1	11,78	+0,32
		11,0	10,74	+0,26
Хлебозавод № 8	КРШ-4	16,1	16,04	+0,06
		14,8	14,86	—0,06
		11,8	11,68	+0,12
Завод «Красный Пролетарий»	Шухов	11,7	11,48	+0,22
		13,2	13,0	+0,02
		15,1	15,12	—0,02
Фабрика «Рот-Фронт»	ДКВР-10	9,5	9,63	—0,13
		9,9	9,95	—0,05
		10,0	10,15	—0,15
Хромово-кожевенный завод	Бабкок—Вилькоккс	7,65	7,70	—0,05
		8,6	8,62	—0,02
		10,5	10,65	—0,15
Шпульно-катушечная фабрика	Фицнер и Гампер	10,03	9,95	+0,08
		11,32	11,08	+0,29
		11,85	11,73	+0,12
Шпульно-катушечная фабрика	ДКВР-6,5-13	9,1	8,84	+0,26
		9,5	9,44	+0,06
		10,5	10,35	+0,15
Баино-прачечный комбинат	ДКВР-4-13	7,48	7,58	—0,1
		8,1	7,82	+0,28
		8,85	8,45	+0,4

Подсчет потерь тепла по двум методам

№ испытания	Подсчет q_2 (%) на основе		Расхо- ждение	№ испытания	Подсчет q_2 (%) на основе		Расхо- ждение
	теплоты сгорания	жаропроду- водительности			теплоты сгорания	жаропроду- водительности	
1	16,9	16,8	+0,1	3	12,5	12,2	+0,3
2	14,1	14,3	-0,2	4	10,9	10,7	+0,2

а уменьшение потерь тепла Δq в результате снижения температуры уходящих газов на Δt° по формуле

$$\Delta q = 0,01Z(t_1 - t_2) \%, \quad (\text{XXIII.3})$$

где t_1 — начальная температура уходящих газов; t_2 — сниженная температура уходящих газов.

Подсчет 1. Продукты сгорания природного газа содержат 9,1% CO_2 ; 0,2% CO и 0,5% CH_4 . Температура продуктов сгорания 300 °С, температура воздуха 20 °С. Определить потери тепла с уходящими газами.

Сумма CO_2 , CO и CH_4 составляет 9,8%. Для этой величины при температуре уходящих газов 300 °С значение Z равно 4,83 (табл. 132). Тогда потери тепла с уходящими газами

$$q_2 = 0,01 \cdot (300 - 20) \cdot 4,83 = 13,5\%.$$

Подсчет 2. Продукты полного сгорания природного газа содержат 9,0% CO_2 . Определить, какой процент сжигаемого газа можно сэкономить при снижении температуры продуктов горения, отводимых из печи, с 700 до 500 °С.

При содержании в продуктах полного сгорания природного газа 9,0% CO_2 и температуре уходящих газов от 700 до 500 °С значение величины Z равно 5,4. Следовательно, при снижении температуры продуктов сгорания с 700 до 500 °С экономия топлива в результате снижения потерь тепла составит

$$\Delta q = 0,01 \cdot (t_1 - t_2) Z = 0,01 \cdot (700 - 500) \cdot 5,4 = 10,8\%.$$

При подсчетах потерь тепла с уходящими газами на основе теплоты сгорания газа и по упрощенной методике получают весьма близкие результаты. В качестве примера в табл. 134 приведены результаты подсчетов по двум методам потерь тепла с уходящими газами водогрейного котла, работающего на газе.

В табл. 133 представлены результаты обработки материалов испытаний паровых котлов, работающих в Москве на газе, по двум методам. Испытания и сопоставительные подсчеты выполнены институтом Мосгазпроект.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания любого вида топлива можно подсчитать (в %) по упрощенной методике по формуле

$$q_3 = (3020 \text{ CO} + 2580 \text{ H}_2 + 8550 \text{ CH}_4) h : P \, \%.$$

Подставляя вместо P его значение для природного газа, равное 1000 ккал/м³ сухих продуктов сгорания (см. табл. 127 и 126), получаем более удобную формулу, справедливую, однако, только для природного

и других углеводородных газов с равным значением величины P :

$$q_3 = (3\text{CO} + 2,5\text{H}_2 + 8,5\text{CH}_4) \cdot h \quad \% \quad (\text{XXIII.4})$$

Заменяя, в свою очередь h выражением $\text{CO}_2 \text{ max}$: $(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ и вводя вместо $\text{CO}_2 \text{ max}$ его значение для природного газа, равное 11,8%, можно придать формуле (XXIII.4) вид

$$q_3 = \frac{35\text{CO} + 30\text{H}_2 + 100\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \quad \% \quad (\text{XXIII.5})$$

Приводим примерные подсчеты по формулам (XXIII.4) и (XXIII.5).

Подсчет 1. При сжигании природного газа получены продукты сгорания следующего состава, %: 9,2 CO_2 ; 2,4 O_2 ; 1,6 CO ; 1,1 H_2 ; 0,5 CH_4 ; 85,2 N_2 . Определить, чему равны потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Подсчет ведем по формуле (XXIII.4):

$$h = \text{CO}_2 \text{ max} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) = 11,8 : (9,2 + 1,6 + 0,5) = 1,04;$$

$$q_3 = (3\text{CO} + 2,5\text{H}_2 + 8,5\text{CH}_4) = (3 \cdot 1,6 + 2,5 \cdot 1,1 + 8,5 \cdot 0,5) = 12,3\%.$$

Подсчет 2. Выполнить подсчет в соответствии с условиями, приведенными выше, по формуле (XXIII.5):

$$q_3 = \frac{35 \cdot 1,6 + 30 \cdot 1,1 + 100 \cdot 0,5}{9,2 + 1,6 + 0,5} = 12,3\%.$$

Подсчеты по обеим формулам, естественно, совпадают. Если величина h предварительно была определена для оценки объема продуктов сгорания, то удобнее считать по формуле (XXIII.4). Если величина h не определялась, проще считать по формуле (XXIII.5).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Коэффициент использования природного газа можно установить по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3) \quad \% \quad (\text{XXIII.6})$$

Подсчет 1. Состав продуктов сгорания природного газа по данным газового анализа, %: 8,5 CO_2 ; 5,5 O_2 ; 0,3 CO ; 0,2 H_2 ; 0,1 CH_4 ; 85,4 N_2 . Температура уходящих газов 200 °С. Температура воздуха 20 °С. Подсчитать коэффициент использования топлива.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (XXIII.2) равны

$$q_2 = 0,01 \cdot (200 - 20) \cdot 5,13 = 9,2\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XXIII.5)

$$q_3 = \frac{35 \cdot 0,3 + 30 \cdot 0,2 + 100 \cdot 0,1}{8,5 + 0,3 + 0,1} = 3,0\%.$$

Коэффициент использования природного газа в установке по формуле (XXIII.6) равен

$$\text{к.и.т.} = 100 - (9,2 + 3,0) = 87,8\%.$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Тепловой баланс котлов определяется выражением

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 100\%, \quad (\text{XXIII.7})$$

где q_1 — полезно используемое тепло; q_2 — потери тепла с уходящими га-

зами; q_3 — потери тепла от химической неполноты сгорания; q_4 — потери тепла от механической неполноты горения; q_5 — потери тепла в окружающую среду.

При работе на газообразном и жидком топливе потери от механической неполноты горения q_4 практически отсутствуют. Потери тепла в

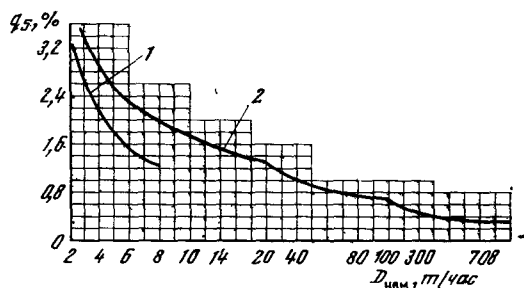


Рис. 25. График для подсчета потерь тепла в окружающую среду

окружающую среду не зависят от вида сжигаемого топлива и в большинстве случаев невелики. Они могут быть определены с достаточной точностью по производительности установки D . Подсчитывая q_2 и q_3 по данным анализа продуктов сгорания и определяя q_5 по принятым в расчетной практике графикам (рис. 25), можно составить тепловой баланс котла и установить его КПД, не определяя расход топлива, его состав и теплоту сгорания.

ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Тепловой баланс стационарного котла. В 1954 г. проведен ряд испытаний парового котла системы Бабкок и Вилькокс производительностью 65 т пара в час, работающего на газе второй станции Мосэнерго. Испытания проводились ОРГГРЭС (трест по организации и рационализации районных электростанций и сетей) Министерства энергетики СССР по двум методикам:

1) по методике, принятой в то время ОРГГРЭС и другими испытательными и наладочными организациями;

2) по предлагаемой методике.

ОРГГРЭС в своем отчете об испытании котла Бабкок и Вилькокс при работе на газообразном топливе отмечает:

«Из сравнения результатов подсчетов по двум методикам видно, что расхождения по КПД составляют в среднем по 19 опытам 0,1% и максимумно доходят до 0,27%, что лежит в пределах точности приборов, используемых при испытаниях котельных установок» [160].

По заключению ОРГГРЭС подсчет теплового баланса в эксплуатационных условиях по предлагаемой методике:

1) упрощает и облегчает подсчеты (время, затрачиваемое на подсчет теплового баланса, по предлагаемой методике сокращается примерно втрое по сравнению с обычным методом);

2) позволяет при определении тепловых потерь отказаться от анализа горючего газа и подсчета теплоты сгорания газа;

3) не требует определения средневзвешенной теплоемкости продуктов горения.

Тепловой баланс котлоагрегата ТП-170. Тепловые испытания котлоагрегата ТП-170, установленного на одной из станций Саратовэнерго и переведенного с антрацита на природный газ, были проведены Г. М. Поляковым [161].

Было выполнено 34 опыта в диапазоне нагрузок 110—190 т/час с подсчетом потерь тепла и КПД котлоагрегата по нормативной и упрощенной методике.

Расхождения в подсчете потерь тепла с уходящими газами колебались от 0 до 0,27%, составляя в среднем 0,07%.

Расхождения при подсчете потерь тепла вследствие химической неполноты горения по двум методам составляли 0—0,10%, а в среднем 0,04%.

При подсчете КПД котла расхождения по сопоставляемым методам колебались от 0,01 до 0,28%, а в среднем по 34 опытам равнялись 0,09%.

Г. М. Поляков приходит к выводу, что «упрощенная методика теплотехнических расчетов дает при сжигании природных газов практически одинаковые результаты с общепринятой, и название «упрощенная» не следует понимать как «менее точная» [161].

В 1962 г. Г. М. Поляков вновь указал, что упрощенная и общепринятая методики теплотехнических расчетов дают при сжигании газа практически одинаковые результаты [162].

Тепловой баланс стационарного котла паропроизводительностью 430 т/ч. При испытаниях котлоагрегата, работающего на шебелинском газе, проведенных ЦКТИ (Центральным котлотурбинным институтом им. Ползунова) по обычной и упрощенной методикам, были получены результаты, приведенные в табл. 135.

Таблица 135

Результаты испытаний стационарного котла по обычной и упрощенной методикам

Паропроиз- водительность котла, т/ч	Подсчет КПД			Расхождения между упрощенной и обычной методиками	
	По обычной методике		по упрощенной методике		
	вариант 1	вариант 2		вариант 1	вариант 2
305,8	94,32	94,34	94,29	+0,03	+0,05
364,0	95,48	95,47	95,57	—0,09	—0,10
358,5	95,55	95,56	95,73	—0,18	—0,17
438,5	95,75	95,76	95,95	—0,20	—0,19
373,9	95,98	95,65	95,73	+0,25	—0,08
297,0	94,59	94,68	94,83	—0,24	—0,15

Материалы испытаний по обычной методике обрабатывали по двум вариантам: по среднему составу газа Шебелинского месторождения и по углеводородному числу и теплотворной способности газа.

Авторы испытания пришли к выводу о приемлемости упрощенной методики.

Разработанную автором упрощенную методику теплотехнических расчетов при работе на газе применяют Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского, Институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, ОРГГРЭС, ЦКТИ, Центроэнергомонт, Промэнергогаз, Ленэнерго, Орггаз, Мосгазпроект, ВНИИпромгаз и многие другие организации и предприятия. Она включена в ряд книг, посвященных использованию газа и испытаниям паровых котлов [163—178].

ПОПУТНЫЕ НЕФТЯНЫЕ (НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ) ГАЗЫ

Попутные нефтяные газы, как и природный газ, состоят из метана и его гомологов. Однако в нефтяных газах содержится меньше метана и значительно больше этана, пропана, бутана и пентана. Поэтому теплота сгорания углеводородной массы нефтяных газов значительно выше, чем природных газов.

Содержание азота в нефтяных газах значительно колеблется. Помимо азота, в них содержится обычно небольшое количество двуокиси углерода, а в нефтяном газе, добываемом в месторождениях с сернистой нефтью, присутствует также сероводород.

Состав нефтяных газов некоторых месторождений СССР приведен в табл. 136.

Таблица 136

Средний состав некоторых нефтепромысловых (попутных) газов

Месторождение	Горизонт	Состав газа, %									Плотность по воздуху
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	H ₂ S	CO ₂	N ₂	
Туймазинское	Углеисный	30,0	13,0	14,3	6,3	3,3	1,4	0,7	1,0	30,0	1,08
—»—	Девонский	39,5	20,0	18,5	7,7	2,8	1,4	—	0,1	10,0	1,08
Мухановское	Кунгурский	57,5	15,0	11,0	8,0	4,0	—	—	1,5	3,0	0,96
—»—	Девонский	42,7	20,0	19,5	9,5	2,9	—	—	0,2	5,2	1,07
Ромашкинское	—»—	40,0	19,5	18,0	7,5	3,8	1,1	—	0,1	10,0	1,10
Шугуровское	Угленосный	23,7	12,0	10,0	2,8	1,5	1,0	2,0	1,0	46,0	1,02

До настоящего времени не весь нефтяной газ полностью используется, и часть его сжигают в факелах. При этом теряется ценное топливо и загрязняется воздушный бассейн.

В «Основных направлениях развития народного хозяйства на 1976—1980 годы» предусмотрено значительно сократить потери нефтяного газа и обеспечить в 1980 г. использование его в количестве 43—45 млрд. м³ [9].

В соответствии с этим объем нефтяного газа превысит 10% объема добываемого в стране естественного газа, а с учетом более высокой теплоты сгорания доля нефтяного газа по теплу составит около 15%.

Содержащиеся в нефтяном газе углеводороды от C₂H₆ до C₅H₁₂ являются ценным сырьем для химической промышленности.

Неоднородность углеводородного состава нефтяных газов и различное содержание азота обуславливают значительное различие в их теплоте сгорания. Но, поскольку с увеличением теплоты сгорания соответ-

Теплотехнические характеристики некоторых (попутных) нефтяных газов

Месторождение	Горизонт	Теплота сгорания Q_H , ккал/м ³	Теоретический объем, м ³ /м ³ газа			Отношение объемов сухих и влажных продук- тов сгорания B	Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продук- тов сгорания, ккал/м ³		Жаропроизводительность при сжигании в воздухе, содержащем 1 % Н ₂ О (по массе) t_{max} , °C	RO ₂ сухих продуктов сгорания, %
			воздуха V^0_A	продуктов сгорания			сухих P	влажных R		
				сухих $V^0_{с.г.}$	влажных V^0_{Σ}					
Туймазинское	Угленосный	11200	12,3	11,5	13,7	0,84	970	820	2010	13,0
— » —	Девонский	14200	15,6	14,2	17,1	0,83	1000	830	2050	13,2
Мухановское	Кунгурский	13240	14,6	13,3	16,0	0,83	995	830	2050	13,0
— » —	Девонский	14650	16,1	14,7	17,6	0,83	1000	830	2050	13,2
Ромашкинское	—	14220	15,6	14,3	17,1	0,83	1000	830	2050	13,2
Шугуровское	—	7830	8,7	8,4	9,9	0,84	940	790	1940	12,6

Таблица 138

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания попутных нефтяных газов

Состав сухих продуктов сгорания, %			h	α	$t'_{кал}$, °C	Состав сухих продуктов сгорания, %			h	α	$t'_{кал}$, °C
RO ₂	O ₂	N ₂				RO ₂	O ₂	N ₂			
13,0	0,0	87,0	1,00	1,00	2080	8,8	6,8	84,4	1,48	1,44	1570
12,8	0,3	86,9	1,01	1,01	2060	8,6	7,1	84,3	1,51	1,46	1540
12,6	0,6	86,8	1,03	1,03	2030	8,4	7,4	84,2	1,55	1,50	1510
12,4	1,0	86,6	1,05	1,04	2010	8,2	7,7	84,1	1,58	1,53	1490
12,2	1,3	86,5	1,06	1,05	1990	8,0	8,1	83,9	1,62	1,56	1470
12,0	1,6	86,4	1,08	1,07	1960	7,8	8,4	83,8	1,67	1,61	1430
11,8	1,9	86,3	1,10	1,09	1930	7,6	8,7	83,7	1,71	1,65	1400
11,6	2,2	86,2	1,12	1,11	1900	7,4	9,0	83,6	1,76	1,68	1370
11,4	2,6	86,0	1,14	1,13	1880	7,2	9,4	83,4	1,81	1,74	1330
11,2	2,9	85,9	1,16	1,15	1850	7,0	9,7	83,3	1,86	1,78	1300
11,0	3,2	85,8	1,18	1,16	1840	6,8	10,0	83,2	1,91	1,83	1270
10,8	3,5	85,7	1,20	1,18	1820	6,6	10,3	83,1	1,97	1,88	1240
10,6	3,9	85,5	1,23	1,21	1800	6,4	10,7	82,9	2,03	1,94	1220
10,4	4,2	85,4	1,25	1,23	1780	6,2	11,0	82,8	2,10	2,00	1200
10,2	4,5	85,3	1,27	1,25	1760	6,0	11,3	82,7	2,17	2,06	1180
10,0	4,8	85,2	1,30	1,27	1740	5,8	11,6	82,6	2,24	2,13	1150
9,8	5,1	85,1	1,33	1,30	1710	5,6	12,0	82,4	2,32	2,20	1120
9,6	5,5	84,9	1,35	1,32	1680	5,4	12,3	82,3	2,41	2,28	1080
9,4	5,8	84,8	1,38	1,35	1650	5,2	12,6	82,2	2,50	2,37	1050
9,2	6,1	84,7	1,41	1,37	1630	5,0	12,9	82,1	2,60	2,46	1010
9,0	6,4	84,6	1,44	1,40	1600						

Примечание. RO_{2max} сухих продуктов полного сгорания попутных нефтепромысловых газов равно 13,0%.

ственно возрастает и объем продуктов сгорания, энтальпия 1 м³ продуктов сгорания нефтяных газов, их жаропроизводительность и величина $RO_{2\max}$ меняются в весьма малой степени. Данные о составе некоторых нефтяных газов и их теплотехнических характеристиках, приведенные в табл. 136 и 137, иллюстрируют указанное положение.

Так, теплота сгорания газа Туймазинского месторождения (Башкирская АССР) колеблется от 11 200 до 14 200 ккал/м³, т. е. в пределах 27% по отношению к наименьшей теплоте сгорания газа, а жаропроизводительность туймазинского газа колеблется от 2010 до 2050 °С, т. е. в пределах 2% по отношению к наименьшей жаропроизводительности газа. Энтальпия, т. е. теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения (в стехиометрическом объеме воздуха) P , колеблется от 970 до 1000 ккал/м³, т. е. в пределах 3%, или в 9 раз меньше, чем колебания теплоты сгорания Q_H .

Теплота сгорания мухановского газа (Куйбышевско-Бугурусланский нефтяной район) колеблется от 13 240 до 14 650 ккал/м³, т. е. в пределах 10% по отношению к наименьшей теплоте сгорания газа. Теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения, колеблется от 995 до 1000 ккал/м³, т. е. в пределах 0,5% или в 20 раз меньше, чем колебания теплоты сгорания газа Q_H . Теплота сгорания попутного газа Шугуровского месторождения, содержащего 46% N₂, на 46% ниже теплоты сгорания газа Ромашкинского месторождения, однако энтальпия 1 м³ сухих продуктов сгорания Шугуровского газа ниже только на 4%, а жаропроизводительность на 5%.

В соответствии с этим подсчеты располагаемого тепла и потерь тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания можно выполнять на основе рассмотренных обобщенных характеристик продуктов сгорания.

В табл. 138 приведены состав продуктов полного сгорания нефтепромысловых газов, содержащих около 13% $RO_{2\max}$ при различных коэффициентах избытка воздуха α и разбавления продуктов сгорания h , а также калориметрические температуры горения $t_{\text{нал}}$ [179].

Подсчеты располагаемого тепла продуктов сгорания нефтяного газа и потери тепла. Располагаемое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формулам (XXIII.1) и (XXIII.2), значения величины Z приведены в табл. 139; потери тепла вследствие химической неполноты горения нефтяного газа можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{40CO + 30H_2 + 100CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \%, \quad (XXIV.1)$$

аналогичной формуле (XXIII.5) для подсчета потерь тепла вследствие неполноты горения природного газа, но с несколько иными коэффициентами.

Помимо формулы (XXIV.1), справедливой только для попутного нефтяного газа, можно пользоваться другими, более общими формулами, а именно: формулой, пригодной для всех углеводородных газов, кроме ацетилена:

$$q_3 = (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \%$$

или универсальной формулой

$$q_3 = (3020CO + 2580H_2 + 8550CH_4) h : P \%$$

Коэффициент использования нефтяного газа подсчитывают по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3) \%$$

Значения величины Z для попутных нефтепромысловых газов

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температура уходящих газов, °C					Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температура уходящих газов, °C				
	до 300	300—500	500—700	700—900	900—1100		до 300	300—500	500—700	700—900	900—1100
13,0	3,96	4,13	4,22	4,32	4,41	8,8	5,45	5,65	5,78	5,91	6,04
12,8	4,00	4,17	4,26	4,35	4,46	8,6	5,55	5,75	5,88	6,01	6,14
12,6	4,05	4,22	4,32	4,42	4,52	8,4	5,69	5,88	6,02	6,14	6,28
12,4	4,10	4,27	4,38	4,48	4,57	8,2	5,77	5,98	6,12	6,24	6,38
12,2	4,15	4,32	4,43	4,51	4,62	8,0	5,90	6,11	6,25	6,37	6,52
12,0	4,21	4,38	4,48	4,58	4,69	7,8	6,06	6,26	6,40	6,55	6,69
11,8	4,28	4,45	4,55	4,65	4,76	7,6	6,18	6,40	6,55	6,68	6,82
11,6	4,34	4,52	4,61	4,72	4,82	7,4	6,34	6,55	6,70	6,84	6,99
11,4	4,40	4,58	4,68	4,79	4,89	7,2	6,50	6,70	6,85	7,00	7,15
11,2	4,46	4,65	4,74	4,85	4,96	7,0	6,65	6,87	7,01	7,17	7,32
11,0	4,52	4,71	4,82	4,92	5,02	6,8	6,80	7,04	7,18	7,34	7,50
10,8	4,58	4,78	4,87	4,98	5,10	6,6	7,00	7,22	7,38	7,54	7,70
10,6	4,67	4,87	4,96	5,08	5,20	6,4	7,20	7,42	7,58	7,73	7,90
10,4	4,74	4,94	5,04	5,15	5,25	6,2	7,40	7,62	7,80	7,96	8,14
10,2	4,80	5,00	5,11	5,22	5,34	6,0	7,61	7,85	8,04	8,19	8,37
10,0	4,90	5,10	5,20	5,31	5,44	5,8	7,83	8,09	8,27	8,42	8,60
9,8	4,99	5,19	5,30	5,41	5,54	5,6	8,08	8,33	8,52	8,69	8,90
9,6	5,06	5,26	5,36	5,49	5,60	5,4	8,36	8,62	8,87	9,00	9,20
9,4	5,16	5,35	5,45	5,59	5,70	5,2	8,64	8,90	9,11	9,30	9,50
9,2	5,25	5,45	5,55	5,68	5,80	5,0	8,96	9,22	9,45	9,60	9,85
9,0	5,35	5,55	5,65	5,78	5,90						

Подсчет 1. Состав продуктов сгорания нефтяного газа, %: 10,4 CO_2 ; 4,0 O_2 ; 0,4 CO ; 0,2 H_2 ; 85,0 N_2 . Температура уходящих газов 420 °C, воздуха 20 °C.

Определить q_2 , q_3 и к.и.т.

1. Потери тепла с уходящими газами по формуле

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г.}} - t_{\text{в.г.}}) \cdot Z\%.$$

При содержании в продуктах сгорания 10,8 углеродсодержащих газов и температуре 400 °C величина Z для нефтяных газов по табл. 139 равна 4,78. Следовательно,

$$q_2 = 0,01 \cdot (420 - 20) \cdot 4,78 = 19,1\%.$$

2. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XXIV.1) для попутного нефтяного газа

$$q_3 = \frac{40 \cdot 0,4 + 30 \cdot 0,2}{10,4 + 0,4} = 2,0\%.$$

3. Коэффициент использования нефтяного газа в установке равен

$$\text{к.и.т.} = 100 - (19,1 + 2,0) = 78,9\%.$$

НЕФТЕЗАВОДСКИЕ ГАЗЫ

В процессе перегонки нефти на нефтеперерабатывающих заводах получают газы с весьма высоким содержанием пропана, бутана и пентана. Суммарное содержание этих углеводородов в газах прямой пере-

Состав и теплотехнические характеристики нефтезаводских газов

Показатель	Нефтезаводские газы						Среднее
	прямой перегонки	термического крекинга	каталитического крекинга	коксования мазута и гудрона	пиролиза бензина	каталитического риформинга	
<i>Состав газа, % (объемн.)</i>							
Непредельные углеводороды	0	15—25	25—35	30—35	40—50	0	—
Пропан, бутан и пентан	90—99	25—30	20—55	6—10	1—5	10—30	—
Этан	1—7	15—20	3—10	8—15	3—7	10—20	—
Метан	0—6	20—35	8—20	30—35	25—35	7—10	—
Молекулярный водород	0—1	0—10	10—25	10—20	10—20	40—60	—
<i>Выход газа, % (по массе)</i>	2—6	—	—	20—40	50—80	—	—
<i>Теплотехнические характеристики</i>							
Теплота сгорания низшая Q_n , тыс. ккал/м ³	27—32	16—18	15—19	13—14	11—15	8—13	—
Жаропроизводительность, °C							
$t_{\max}$	2120	2130	2140	2150	2190	2120	2130
$t'_{\max}$	2080	2090	2100	2110	2150	2080	2100
Максимальная энтальпия продуктов сгорания, ккал/м ³							
сухих P	1000	1010	1010	1020	1040	1040	1020
влажных R	850	850	860	860	880	850	850
Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B	0,85	0,84	0,84	0,84	0,85	0,82	0,85
CO ₂ max, %	14,0	13,7	13,7	13,6	13,8	12,0	13,7

гонки нефти обычно превышает 90% (объемн.). Это обуславливает высокую теплоту сгорания газов — около 30 000 ккал/м³. Газы, образующиеся в процессах термического и каталитического крекинга коксования мазута и пиролиза, осуществляемых при высокой температуре, содержат наряду с алканами высокий процент непредельных углеводородов, преимущественно алкенов, являющихся весьма ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

В газах каталитического риформинга содержится около 50% H₂. В соответствии с этим газы, образующиеся в процессе риформинга, практически не содержат непредельных углеводородов и состоят из алканов и молекулярного водорода.

Состав нефтезаводских газов и их теплотехнические характеристики приведены в табл. 140.

Из табл. 140 видно, что теплота сгорания нефтезаводских газов колеблется в очень широких пределах — от 8000 до 32 000 ккал/м³, т. е. в 4 раза, а обобщенные теплотехнические характеристики в очень ма-

лой степени. Так, жаропроизводительность колеблется лишь от 2120 до 2190 °С, т. е. в пределах 3%, а максимальная энтальпия сухих продуктов сгорания — от 1000 до 1040 ккал/м³.

В соответствии с этим при необходимости выполнять теплотехнические расчеты их легче проводить на основе обобщенных характеристик [180].

Среднее значение $t'_{\max}$ для нефтезаводских газов можно принять равным 2130 °С, $P=1020$ ккал/м³, $B=0,85$. Все эти величины близки к теплотехническим характеристикам пропана и бутана.

Величину $\text{CO}_2_{\max}$ для нефтезаводских газов (за исключением газов риформинга) можно принять 13,7%, что также близко к $\text{CO}_2_{\max}$ пропана и бутана, а для газов каталитического риформинга 12%.

СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ

Сжиженные газы состоят из легкоконденсирующихся при сжатии газообразных углеводородов. Основные их компоненты — пропан и бутан.

Сжиженные газы применяют в химической технологии, а также в качестве топлива в коммунально-бытовых и небольших промышленных установках и выпускают в соответствии с ГОСТом 10196-62 трех марок: 1) технический пропан, 2) технический бутан и 3) смесь технических пропана и бутана.

Технический пропан должен содержать не менее 93% $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_3\text{H}_6$, не более 4% $\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_2\text{H}_4$ и не более 3% $\text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_4\text{H}_8$ при отсутствии C_5H_{12} и C_5H_{10} .

В техническом бутане должно содержаться не менее 93% $\text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_4\text{H}_8$, не более 3% $\text{C}_5\text{H}_{12} + \text{C}_5\text{H}_{10}$ и не более 4% $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_3\text{H}_6$ при отсутствии C_2H_6 и C_2H_4 .

В смеси технических пропана и бутана должно содержаться не более 4% $\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_2\text{H}_4$ и не более 3% $\text{C}_5\text{H}_{12} + \text{C}_5\text{H}_{10}$.

Содержание жидкого остатка не должно превышать 2% (объемн.) в техническом пропане при -20°C , а в остальных газах — при $+20^\circ\text{C}$. В 100 м³ газа может присутствовать не более 5 г H_2S . При содержании в воздухе 0,5% газа должен ощущаться его запах.

Сжиженные газы хранят и транспортируют в виде жидкости, а сжигают в газообразном состоянии.

Топливо поступает к потребителям в цистернах или тонкостенных баллонах, заполненных сжиженным газом, над уровнем которого скапливается газовая фаза.

Перед сжиганием сжиженный газ регазифицируют. Для регазификации в промышленных установках снижают давление в хранилищах, отводя газовую фазу к горелкам и подогревая жидкую фазу. Мелкие потребители для регазификации снижают давление газовой фазы, открывая вентиль баллона и отбирая газ в горелки [181, 182].

Сжиженный газ широко используют для газоснабжения сельской местности и районов, не подключенных к газовым сетям.

Поскольку перевод горелок на пропан или бутан требует только смены сопел, сжиженный газ можно использовать в качестве резервного топлива для обеспечения бесперебойной подачи газа квалифицированным промышленным потребителям в случае кратковременных перебоев в подаче сетевого газа [183].

Производство и потребление сжиженных газов быстро возрастают. В СССР в 1975 г. сжиженный газ поставлялся 22 млн. потребителей.

В табл. 141 приведены соотношения CO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания сжиженных газов, а также значения коэффициентов разбавления сухих продуктов горения h и избытка воздуха α . В этой же таблице

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания нефтезаводских и сжиженных газов

Состав, %			h	a	$t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	Состав, %			h	a	$t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$
CO_2	O_2	N_2				CO_2	O_2	N_2			
14,0	0,0	86,0	1,00	1,00	2110	9,4	6,9	83,7	1,49	1,45	1580
13,8	0,3	85,9	1,01	1,01	2090	9,2	7,2	83,6	1,52	1,48	1560
13,6	0,6	85,8	1,03	1,03	2070	9,0	7,5	83,5	1,55	1,50	1540
13,4	0,9	85,7	1,05	1,04	2050	8,8	7,8	83,4	1,59	1,54	1510
13,2	1,2	85,6	1,06	1,05	2030	8,6	8,1	83,3	1,63	1,58	1490
13,0	1,5	85,5	1,08	1,07	2010	8,4	8,4	83,2	1,67	1,61	1460
12,8	1,8	85,4	1,09	1,08	1990	8,2	8,7	83,1	1,71	1,65	1430
12,6	2,1	85,3	1,11	1,10	1970	8,0	9,0	83,0	1,75	1,69	1400
12,4	2,4	85,2	1,13	1,12	1950	7,8	9,3	82,9	1,80	1,73	1380
12,2	2,7	85,1	1,15	1,14	1920	7,6	9,6	82,8	1,85	1,78	1350
12,0	3,0	85,0	1,17	1,16	1900	7,4	9,9	82,7	1,90	1,82	1320
11,8	3,3	84,9	1,19	1,18	1870	7,2	10,2	82,6	1,95	1,87	1290
11,6	3,6	84,8	1,21	1,19	1850	7,0	10,5	82,5	2,00	1,91	1260
11,4	3,9	84,7	1,23	1,21	1820	6,8	10,8	82,4	2,06	1,97	1230
11,2	4,2	84,6	1,25	1,23	1800	6,6	11,1	82,3	2,12	2,03	1200
11,0	4,5	84,5	1,27	1,25	1780	6,4	11,4	82,2	2,19	2,09	1170
10,8	4,8	84,4	1,29	1,27	1750	6,2	11,7	82,1	2,26	2,16	1140
10,6	5,1	84,3	1,32	1,30	1730	6,0	12,0	82,0	2,34	2,23	1110
10,4	5,4	84,2	1,35	1,32	1700	5,8	12,3	81,9	2,42	2,30	1080
10,2	5,7	84,1	1,37	1,34	1680	5,6	12,6	81,8	2,50	2,38	1050
10,0	6,0	84,0	1,40	1,37	1650	5,4	12,9	81,7	2,60	2,46	1020
9,8	6,3	83,9	1,43	1,40	1630	5,2	13,2	81,6	2,70	2,55	990
9,6	6,6	83,8	1,46	1,42	1600	5,0	13,5	81,5	2,80	2,65	960

Примечание. В сухих продуктах полного сгорания сжиженных газов содержится ~14% $\text{CO}_{2\text{max}}$.

дана calorиметрическая температура горения сжиженных газов при сжигании с различным избытком воздуха [184].

Потери тепла с уходящими газами и физическое тепло продуктов сгорания сжиженных газов можно подсчитать по формулам (VIII.16) и (VIII.17) или по более удобной формуле (VIII.22) и вспомогательной расчетной табл. 142, составленной для сжиженных и нефтезаводских газов.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно установить по формуле

$$q_3 = \frac{42\text{CO} + 35\text{H}_2 + 120\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% \quad (\text{XXIV.2})$$

Коэффициент использования сжиженного газа подсчитывают по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3) \%$$

Ход расчета иллюстрируем примером.

Значения величины Z для нефтезаводских и сжиженных газов

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 +$ $+ 3\text{C}_3\text{H}_8$, %	Температура уходящих газов, °C				Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 +$ $+ 3\text{C}_3\text{H}_8$, %	Температура уходящих газов, °C			
	до 300	300—500	500—700	700—900		до 300	300—500	500—700	700—900
14,0	4,00	4,12	4,22	4,32	9,4	5,55	5,70	5,84	5,97
13,8	4,04	4,16	4,26	4,36	9,2	5,65	5,80	5,94	6,07
13,6	4,08	4,20	4,31	4,41	9,0	5,75	5,90	6,05	6,17
13,4	4,12	4,24	4,35	4,46	8,8	5,86	6,02	6,17	6,31
13,2	4,19	4,29	4,40	4,51	8,6	5,99	6,15	6,30	6,44
13,0	4,24	4,35	4,46	4,58	8,4	6,12	6,27	6,44	6,56
12,8	4,29	4,41	4,52	4,64	8,2	6,24	6,40	6,65	6,70
12,6	4,35	4,47	4,58	4,70	8,0	6,37	6,53	6,70	6,85
12,4	4,41	4,54	4,65	4,76	7,8	6,50	6,66	6,83	6,98
12,2	4,47	4,60	4,71	4,82	7,6	6,66	6,82	7,00	7,16
12,0	4,53	4,66	4,77	4,89	7,4	6,82	6,98	7,16	7,32
11,8	4,60	4,73	4,84	4,96	7,2	6,97	7,14	7,32	7,49
11,6	4,66	4,79	4,90	5,02	7,0	7,16	7,33	7,51	7,68
11,4	4,73	4,86	4,97	5,09	6,8	7,35	7,52	7,72	7,90
11,2	4,79	4,92	5,04	5,17	6,6	7,55	7,72	7,92	8,11
11,0	4,85	4,98	5,11	5,23	6,4	7,75	7,92	8,12	8,33
10,8	4,91	5,04	5,16	5,29	6,2	7,96	8,12	8,32	8,54
10,6	5,00	5,14	5,26	5,39	6,0	8,20	8,37	8,59	8,80
10,4	5,09	5,22	5,35	5,48	5,8	8,45	8,62	8,87	9,10
10,2	5,17	5,31	5,44	5,57	5,6	8,75	8,92	9,17	9,40
10,0	5,26	5,40	5,54	5,67	5,4	9,05	9,22	9,47	9,70
9,8	5,36	5,50	5,65	5,77	5,2	9,40	9,55	9,82	10,05
9,6	5,45	5,60	5,74	5,87	5,0	9,70	9,90	10,10	10,40

Подсчет 1. При сжигании сжиженного газа получены продукты сгорания следующего состава, %: 8,8 CO_2 ; 7,4 O_2 ; 0,2 CO ; 0,1 H_2 ; 83,5 N_2 .

Температура уходящих газов 230 °C, температура воздуха 30 °C.

Проверить правильность анализа продуктов сгорания, подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения определить коэффициент использования сжиженного газа в установке.

1. В продуктах полного сгорания сжиженного газа при 8,8% CO_2 должно содержаться около 7,8% O_2 (см. табл. 141). Следовательно, расхождение между содержанием кислорода по данным анализа продуктов сгорания и по справочной таблице невелико.

Поскольку в продуктах сгорания содержится CO , т. е. имеется неполнота сгорания, а табл. 141 составлена для продуктов полного сгорания сжиженного газа, выполняем проверочный подсчет $\text{CO}_2 \text{ max}$ по формуле

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ max} &= \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO}) \cdot 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2)} = \\ &= \frac{(8,8 + 0,2) \cdot 100}{100 - 4,76 (7,4 - 0,4 \cdot 0,2 - 0,2 \cdot 0,1)} = 13,8\%. \end{aligned}$$

Полученное в результате проверки значение $\text{CO}_2 \text{ max}$ близко к табличному для сжиженных газов, поэтому данные анализа продуктов сгорания не вызывают сомнений.

2. Потери тепла с уходящими газами подсчитываем по формуле

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{\text{y.r}} - t) Z \text{ \%}.$$

При содержании в продуктах сгорания сжиженного газа 9,0% ($\text{CO}_2 + \text{CO}$) и температуре продуктов сгорания 230 °С величина Z по расчетной табл. 142 равна 5,75. Следовательно,

$$q_2 = 0,01 \cdot (230 - 30) \cdot 5,75 = 11,5 \text{ \%}.$$

3. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XXIV.2) для сжиженного газа равны

$$q_3 = \frac{42 \cdot 0,2 + 35 \cdot 0,1}{8,8 + 0,2} = 1,2 \text{ \%}.$$

4. Коэффициент использования тепла сжиженного газа в установке равен к.и.т. = $100 - (11,5 + 1,2) = 87,3 \text{ \%}$.

ИСКУССТВЕННЫЕ ГАЗЫ ИЗ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Искусственные газы подразделяются на два класса: газы, получаемые при сухой перегонке топлива без доступа воздуха, и газы, получаемые в результате безостаточной газификации твердого топлива.

ГАЗЫ СУХОЙ ПЕРЕГОНКИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Газы сухой перегонки твердого топлива можно подразделить на две группы: на газы с низким содержанием балласта и газы с высоким содержанием балласта.

Газы с малым содержанием балласта получают сухой перегонкой углей и сланцев в печах с внешним обогревом. Их можно получить также при нагреве перерабатываемого топлива твердым теплоносителем, например золой или песком, при температуре около 900 °С.

К числу газов с малым содержанием балласта принадлежат газы, производимые полукоксованием, т. е. нагревом угля или сланцев до 500—550 °С, и газы, полученные в процессе коксования, т. е. нагревом каменных углей до температуры порядка 1000 °С.

При сухой перегонке топлива с высоким содержанием кислорода в горючей массе (древесина и торф) в первый период сухой перегонки выделяется большое количество CO_2 , сильно балластирующей газ. При сухой перегонке твердого топлива путем прямого контакта с дымовыми газами получают газ, сильно разбавленный азотом.

Газы полукоксования. При полукоксовании твердого топлива получают три товарных продукта — полукокс, первичную смолу и газ.

В зависимости от вида топлива, подвергаемого термической обработке, получают древесный, торфяной, буроугольный и каменноугольный полукоксовый газы.

Полукоксовые газы не занимают существенного места в газовом балансе.

В послевоенные годы разработаны методы комплексного энергохимического использования твердого топлива на электростанциях с получением полукоксового газа.

Высококалорийный газ с теплотой сгорания 11 000 ккал/м³ можно получить по методу, разработанному в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского, — полукоксованием мелкозернистого сланца с применением нагретой до 800—900 °С золы или другого твердого теплоносителя. При температуре в реакторе 500 °С из 1 т сухого сланца получают ~40 м³ газа, 10 кг газового бензина, 190 кг сырого сланцевого масла (топлива для стационарных котлов).

Газ характеризуется примерно следующим составом, %: 14 CH_4 ; 11 C_2H_6 ; 8 ($\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_5\text{H}_{12}$); 16 C_2H_4 ; 15 ($\text{C}_3\text{H}_6 + \text{C}_4\text{H}_8 + \text{C}_5\text{H}_{10}$); 16 H_2 ; 10 CO ; 4 CO_2 ; 6 N_2 .

После выделения непредельных углеводородов для использования в химической технологии получают остаточный газ с теплотой сгорания ~ 6500 ккал/м³.

В десятую пятилетку будет введена в действие опытная установка по энерготехнологической переработке сланцев на Эстонской ГРЭС [9].

При энергохимической переработке бурого угля с твердым теплоносителем можно получить: полукоксовый газ (теплота сгорания около 3500 ккал/м³), смолу (9000 ккал/кг), полукокс (6500 ккал/кг).

Внедрение энергохимических методов переработки твердого топлива позволит увеличить ресурсы газа и смолы в стране [185]. Стоимость сооружения комплексной энергохимической установки меньше суммарной стоимости электростанции и полукоксовой установки, сооружаемых отдельно, однако, естественно, больше стоимости сооружения одной лишь электростанции, в особенности предназначенной для работы на природном газе или мазуте.

Коксовый газ. Большой удельный вес в газовом балансе страны имеют коксовые газы, получаемые в виде побочного продукта при производстве кокса, осуществляемом при температуре порядка 1000 °С.

При повышении температуры сухой перегонки углей увеличивается выход газа и возрастает содержание в нем водорода; содержание в газе метана и других углеводородов уменьшается, снижается теплота сгорания газа.

Помимо температуры, на состав и теплоту сгорания газа большое влияние оказывает продолжительность процесса коксования. Газ, отбираемый в начале процесса, характеризуется большим содержанием углеводородов и более высокой теплотой сгорания, чем газ, получаемый в конце процесса и отличающийся более высоким содержанием водорода и пониженной теплотой сгорания.

На теплоту сгорания влияет также состав непредельных углеводородов, поглощаемых совместно бромной водой в процессе газового анализа в аппаратах ВТИ и в других химических газоанализаторах.

В коксовом газе (см. табл. 121) содержится также несколько процентов азота, проникающего в газ из дымовых газов вследствие неплотности стенок камер. Поэтому теплота сгорания коксового газа соответственно снижается.

Суммарные изменения в составе газа обуславливают колебания теплоты сгорания коксовых газов до 25%. Жаропроизводительность газа меняется при этом лишь до 1,5%, что дает возможность поддерживать определенный температурный режим в топливоиспользующих установках и определять располагаемое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания по формулам (VIII.22) и (IX.4).

Коксовый газ — весьма ценный вид топлива. Высокая жаропроизводительность обеспечивает возможность его использования в мартеновских, доменных и других высокотемпературных печах. Высокое содержание в коксовом газе молекулярного водорода (50—60%) делает его особенно ценным для применения в доменных печах в качестве восстановителя и сырья для получения водорода.

После выделения из коксового газа водорода методом глубокого охлаждения получают остаточный газ с содержанием порядка 50% CH₄ и низшей теплотой сгорания ~ 6000 ккал/м³.

Недостаток коксового газа — токсичность, вызванная содержанием в нем 6—10% CO, а также H₂S (при квалифицированном использовании газа требуется сероочистка).

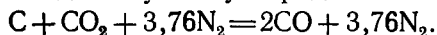
При коксовании порядка 100 млн. т каменного угля в год и выходе коксового газа около 300 м³ на 1 т угля ресурсы коксового газа составляют ~ 30 млрд. м³ в год. Это количество коксового газа эквивалентно ~ 15 млрд. м³ природного газа.

ГАЗЫ БЕЗОСТАТОЧНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Генераторные газы. Процесс безостаточной газификации осуществляют в газогенераторах, продувая воздухом слой раскаленного топлива. В нижней части слоя сгорает углерод топлива с образованием CO_2 .

В результате экзотермического процесса, сопровождающегося выделением $\sim 98\,000$ ккал/кг-атом сгоревшего углерода, слой топлива разогревается до температуры порядка 1200°C .

Продукты реакции проходят через верхнюю зону слоя топлива и взаимодействуют с углеродом топлива с образованием CO :



В результате процесса восстановления CO_2 углеродом топлива до CO получают воздушный газ, состоящий из $34,7\%$ CO и $65,3\%$ N_2 .

Теплота сгорания идеального воздушного газа 1050 ккал/м³. Реальный воздушный газ содержит некоторое количество непрореагировавшей CO_2 и соответственно меньшее количество CO .

Теплота реакции восстановления Q , по Гессу, равна

$$Q = Q_{\text{C}} - 2Q_{\text{CO}} = 98\,000 - 2 \cdot 68\,000 = -38\,000 \text{ ккал.}$$

В соответствии с этим слой топлива в зоне восстановления охлаждается.

Суммарная теплота реакции образования идеального воздушного газа равна

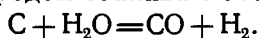
$$\begin{array}{r} \text{C} + \text{O}_2 + 3,76\text{N}_2 = \text{CO}_2 + 3,76\text{N}_2 + 98\,000 \text{ ккал} \\ + \\ \text{C} + \text{CO}_2 + 3,76\text{N}_2 = 2\text{CO} + 3,76\text{N}_2 - 38\,000 \text{ ккал} \\ \hline 2\text{C} + \text{O}_2 + 3,76\text{N}_2 = 2\text{CO} + 3,76\text{N}_2 + 60\,000 \text{ ккал} \end{array}$$

Развиваемая при идеальном процессе температура составляет

$$t = \frac{60\,000}{22,4(2\text{CO} + 3,76\text{N}_2)\text{C}} = 1300^\circ\text{C},$$

где C — теплоемкость двухатомных газов в температурном интервале от 0 до 1500°C , равная $0,35$ ккал/(м³·°C).

Температура реального воздушного газа несколько ниже 1000°C . Для использования располагаемого тепла воздушного газа устанавливают котлы-утилизаторы, генерирующие пар, или вдувают в генератор не воздух, а паровоздушную смесь. При этом вследствие использования экзотермического процесса окисления углерода кислородом воздуха проходит эндотермический процесс взаимодействия водяного пара с углеродом топлива с обогащением газа горючими компонентами



Теплота реакции

$$Q = Q_{\text{C}} - (Q_{\text{CO}} + Q_{\text{H}_2}) = 98\,000 - (68\,000 + 58\,000) = -28\,000 \text{ ккал.}$$

В результате вдувания паровоздушной смеси получают смешанный генераторный газ. При газификации кокса, антрацита и других видов тощего топлива смешанный генераторный газ проходит через верхнюю зону топлива, подсушивая его за счет своего физического тепла, после чего отводится из газогенератора.

Низшая теплота сгорания смешанного генераторного газа при газификации тощего топлива составляет около 1200 ккал/м³ (см. табл. 121).

При газификации битуминозного топлива горячий генераторный газ из зоны восстановления проходит через слой подлежащего газификации топлива и обогащается летучими веществами, выделяющимися из топ-

лива при его нагревании. В результате этого теплота сгорания газа, генерируемого из торфа и других видов битуминозного топлива, составляет около 1500 ккал/м^3 , т. е. примерно на 300 ккал выше, чем генераторных газов, производимых из тощего топлива [185—189].

Примерный состав и теплотехнические характеристики смешанных генераторных газов приведены в табл. 121.

Жаропроизводительность смешанных генераторных газов, забалластированных N_2 и CO_2 , на $300\text{—}400$ град ниже жаропроизводительности природных газов. $RO_{2 \text{ max}}$ смешанных генераторных газов составляет около 20% .

Присутствие в генераторном газе азота снижает его жаропроизводительность. Получить генераторный газ высокой жаропроизводительности, т. е. без балластирующего азота, можно двумя методами:

1) продуванием слоя топлива при генерировании газа не паровоздушной, а парокислородной смесью, что, однако, связано со значительным расходом энергии на производство кислорода или обогащенного кислородом воздуха;

2) осуществлением периодического процесса производства водяного газа, при котором эндотермический рабочий процесс — холодное дутье ($\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + \text{H}_2 - 28\,000 \text{ ккал}$) — компенсируется разогревом слоя топлива продуванием воздухом в течение второго вспомогательного периода — горячего дутья. Чередование холодного и горячего дутья, т. е. периодичность процесса, усложняет производство газа, а большой объем газов горячего дутья, содержащих наряду с CO_2 окись углерода, обуславливает необходимость создания установок для утилизации потенциального и физического тепла низкокалорийных газов.

Состав идеального водяного газа $50\% \text{ H}_2$ и $50\% \text{ CO}$.

В реальном водяном газе содержится $50\% \text{ H}_2$, $40\% \text{ CO}$, $5\% \text{ CO}_2$ и $5\% \text{ N}_2$.

Низшая теплота сгорания водяного газа около 2500 ккал/м^3 , т. е. значительно ниже теплоты сгорания коксового и в особенности природного газов. Однако жаропроизводительность водяного газа, обусловленная высокой температурой горения водорода и окиси углерода, составляет около 2200°C , т. е. превышает жаропроизводительность коксового и природного газов.

КПД установок водяного газа, работающих без использования тепла газов горячего дутья, равен $\sim 50\%$, а при утилизации отбросного тепла — порядка 80% .

Недостаток генераторных газов — их высокая стоимость и токсичность.

До развития промышленности природного газа смешанные генераторные газы широко использовали в качестве топлива для промышленных печей, а водяной газ — для производства водорода по конверсионному и железо-паровому методам, а также в весьма высокотемпературных процессах.

В настоящее время эти виды искусственного газообразного топлива в районах, подключенных к газопроводам, заменены более дешевым и нетоксичным природным газом.

Газы подземной газификации. Д. И. Менделеев, ознакомившись с пожарами угольных пластов, которые продолжаются иногда годами, пришел к мысли о возможности осуществления подземной газификации углей. В конце прошлого столетия он предложил: «Пробував в пласту несколько отверстий, одни из них должно назначить для введения, даже вдувания воздуха, другие для выхода, даже вытягивания (например, инжектором), горючих газов» [64, с. 542].

Идею подземной газификации высоко оценил В. И. Ленин¹.

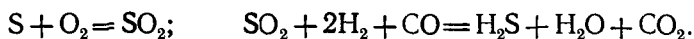
¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч., т. 23, с. 93.

Для претворения в жизнь этой цели были созданы станции подземной газификации: Подмосковная, Горловская в Донецком бассейне, Южно-Абинская в Кузнецком бассейне и др. Был отработан процесс подземной газификации углей с получением газа с теплотой сгорания от 700 до 1200 ккал/м³. Таким образом, идея подземной газификации, представлявшаяся многим фантастической и нереальной, оказалась вполне осуществимой.

В данный период необходимость широкого развития подземной газификации углей стала менее актуальной вследствие коренного изменения газового баланса страны в связи с открытием мощных месторождений высококалорийного природного газа.

Методы газификации углей и других видов твердого топлива вновь привлекают внимание в связи с проблемой защиты воздушного бассейна.

В процессе газификации сера, содержащаяся в твердом топливе, сначала окисляется до SO₂, а затем восстанавливается до H₂S в результате взаимодействия с H₂ и CO:



Очистка газа от сероводорода хорошо разработана и широко осуществляется в технике. При значительном содержании в газе сероводорода процесс очистки от него может сочетаться с получением элементарной серы

Следовательно, газификацией углей можно получить топливо, продукты сгорания которого не загрязняют воздушный бассейн золой, сажей и окислами серы.

Доменные газы. В процессе выплавки чугуна в доменных печах в результате продувания воздуха через слой кокса образуется доменный газ, по составу близкий к воздушному газу, получаемому в газогенераторах. Доменный газ, помимо CO₂, образующейся в результате сгорания кокса в воздухе, содержит также двуокись углерода, которой азот не сопутствует. Дополнительное образование CO₂ в доменном газе обусловлено двумя факторами:

1) частичным окислением углерода топлива не кислородом воздуха, а кислородом руды в процессе ее восстановления:



2) диссоциацией известняка, вводимого в доменную печь с целью связывания серы и перевода ее в шлак:

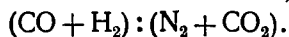


В результате образования CO₂, которой не сопутствует азот, CO_{2 max} доменного газа превышает CO_{2 max} генераторных газов и углерода (т. е. более 21%). Еще более повышает CO_{2 max} доменного газа вдувание в печь обогащенного кислородом воздуха. Вместе с тем замена в доменном процессе кокса природным газом, осуществляемая на металлургических заводах СССР в большом масштабе, понижает CO_{2 max} доменного газа.

В результате воздействия перечисленных факторов CO_{2 max} доменного газа испытывает значительные колебания и в большинстве случаев равно 24—26%.

Примерный состав доменного газа приведен в табл. 121.

Теплота сгорания доменных газов зависит от соотношения горючих компонентов и балласта, т. е. определяется отношением



Поэтому с увеличением степени использования CO и H₂ для восстановления окислов железа в печи теплота сгорания газа снижается.

Увеличение содержания кислорода в дутье, естественно, снижая содержание азота в доменном газе, повышает его теплоту сгорания, которая колеблется в значительных пределах: большей частью от 800 до 1000 ккал/м³ [190].

Примерные обобщенные теплотехнические характеристики доменных газов: $t_{\max}=1500\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t'_{\max}=1470\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P=600\text{ ккал/м}^3$, $RO_2\text{ }_{\max}=24,5\%$; $B=0,98$.

Поскольку жаропроизводительность доменного газа невысока, использовать его для отопления мартеновских печей в смеси с коксовым газом нерационально. Эффективно применение доменного газа в воздушонагревателях доменных печей, коксовых печах, низкотемпературных печах и сушилках, котельных установках. Доменный газ высокотоксичен.

Ресурсы доменного газа прямо пропорциональны количеству расходуемого в доменных печах топлива. Расход топлива на единицу выплавляемого чугуна систематически снижается в результате повышения температуры дутья, увеличения мощности доменных печей и усовершенствования технологического процесса. Однако быстрый темп роста выплавки чугуна в стране обуславливает увеличение расхода металлургического топлива [190].

При выплавке 100 млн. т чугуна в год и выходе доменного газа около 2000 м³/т чугуна ресурсы доменного газа в стране составляют округленно 200 млрд. м³, что соответствует по теплу примерно 25 млрд. м³ природного газа и почти в 2 раза превосходит запас тепла в коксовом газе.

Глава XXVI

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ ДВУХ ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ ВИДОВ ТОПЛИВА

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЛЯ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА

В промышленных печах и котлах часто сжигают совместно два вида топлива. Жидкое топливо, большей частью мазут, используют для повышения светимости факела горящего газа.

На металлургических заводах неравномерность поступления коксового и доменного газов и потребления тепла покрывают, сжигая природный газ, мазут и уголь.

Топливо с высокой жаропроизводительностью (коксовый и природный газы, мазут) применяют для повышения температуры горения доменного газа и других видов газообразного топлива с высоким содержанием азота и соответственно пониженной жаропроизводительностью.

Быстрое увеличение ресурсов сжиженных газов в стране позволяет рассчитывать на возможность их применения в некоторых случаях для повышения температуры горения генераторного газа на заводах, располагающих собственными газогенераторными станциями и не подключенных пока к газопроводам природного газа.

Во многих случаях совместно сжигают нефтепромысловый газ и мазут, природный и нефтепромысловый газы и мазут, доменный газ и каменный уголь, мазут и уголь.

Использование токсичных горючих газов с низкой жаропроизводительностью, получаемых в промышленной теплотехнике при выплавке чугуна в вагранках, при производстве сажи и в других технологических процессах, можно значительно упростить, если сжигать низкокалорийные газы в топках воздухоподогревателей или котлов совместно с природным газом или мазутом. При этом наряду с использованием потен-

Теплотехнические характеристики природного и коксового газов

RO ₂ max сухих продуктов сгорания, %	Соотношение газов		Состав газа, %						
	природ- ный, м ³	коксовый, м ³	CH ₄	C ₂ H ₆	C _n H _m	H ₂	CO	CO ₂	N ₂
11,8	1	0	98	1	—	—	—	—	1
11,6	1	0,5	73	1	1	19	2	1	3
11,4	1	1	61	0,5	1,5	28,5	3	1,5	4
11,3	1	1,5	54	0,5	2	34	4	1,5	4
11,2	1	2	49	—	2	38	4	2	5
11,0	1	3	43	—	2	43	5	2	5
10,9	1	4	39	—	2	46	5	2	6
10,4	0	1	24	—	3	57	6	3	7

циального тепла отбросных промышленных газов устраняется загрязнение воздушного бассейна городов.

При совместном сжигании двух видов топлива теплотехнические расчеты и испытания печей и котлов, основанные на замере расхода каждого вида топлива, отборе средней пробы, анализе топлива и определении его теплоты сгорания, существенно осложняются. В этом случае желательно применять упрощенную методику теплотехнических расчетов, не требующую замеров расхода топлива и его анализа и основанную на применении обобщенных констант продуктов горения, мало меняющихся для определенных видов топлива даже при значительных колебаниях в их составе и теплоте сгорания. Однако при совместном сжигании двух видов топлива значения теплотехнических величин могут сильно колебаться. Так, например, при сжигании доменного газа и мазута жаропроизводительность может изменяться в зависимости от соотношения газа и мазута от 1500 до 2100 °С, теплосодержание сухих продуктов сгорания — от 620 до 960 ккал/м³, $CO_2 \text{ max}$ — от 16 до 24 %.

На первый взгляд может показаться, что при работе на двух видах топлива использование простых методов расчета, основанных на обобщенных константах продуктов сгорания, невозможно. Однако в действительности разработанную методику можно использовать и при работе на двух видах топлива, не прибегая к замеру их расхода и анализу горючего и ограничиваясь лишь определением состава и температуры продуктов сгорания. Благодаря этому упрощаются теплотехнические испытания и расчеты, облегчается труд испытателей и появляется возможность систематически определять эффективность использования топлива и потери тепла непосредственно силами эксплуатационного персонала предприятий [195—197].

Методика проведения теплотехнических испытаний и обработки результатов следующая:

1. Анализируют продукты сгорания, образующиеся при работе топki или печи на двух видах топлива. При неполноте сгорания топлива и содержании в продуктах сгорания окиси углерода, водорода и метана их дожигают в петле газоанализатора с добавлением в случае необходимости воздуха. Количество добавляемого воздуха можно не фиксировать.

Данные о составе продуктов полного сгорания топлива в произвольном количестве воздуха, т. е. соотношении в продуктах сгорания CO_2 и O_2 , достаточны для определения $CO_2 \text{ max}$ топлива или смеси сжигаемых видов топлива. $CO_2 \text{ max}$ можно подсчитать по формуле

Таблица 143

Низшая теплотворная способность Q_H , ккал/м ³	Жаропроизводительность при содержании в воздухе 1% H ₂ O (по массе) t'_{max} , °C	Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания, Q_H , ккал/м ³		Теоретический объем, м ³ /м ³ газа			Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
				воздуха V^0_v	продуктов сгорания		
		сухих P	влажных R		сухих $V^0_{c.г.}$	влажных V^0_{Σ}	
8500	2010	1000	800	9,5	8,5	10,5	0,80
7050	2020	1010	810	7,7	6,9	8,6	0,80
6350	2030	1020	810	6,9	6,2	7,7	0,80
5900	2040	1030	810	6,3	5,7	7,2	0,79
5650	2050	1040	820	6,0	5,4	6,8	0,78
5300	2060	1050	820	5,5	5,0	6,4	0,78
5050	2070	1060	830	5,3	4,8	6,1	0,78
4200	2090	1090	840	4,3	3,9	5,0	0,77

Теплотехнические характеристики природного газа и мазута

$RO_2 \text{ max}$ сухих продук- тов сгорания, %	Соотношение расхо- дуемого топлива		Жаропродуцитель- ность при сжигании в воздухе, содержащем 1% H_2O (по массе) $t'_{\text{max}}, ^\circ C$	Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания, Q_H , ккал/м ³		Отношение объемов сухих и влажных про- дуктов сгорания B
	природный газ, м ³	мазут, кг		сухих P	влажных R	
11,8	1	0	2010	1000	800	0,80
12,2	1	0,1	2010	1000	800	0,80
12,6	1	0,2	2020	1000	810	0,81
13,0	1	0,3	2020	990	810	0,81
13,3	1	0,4	2030	990	815	0,82
13,5	1	0,5	2040	990	815	0,83
13,7	1	0,6	2040	980	820	0,83
13,8	1	0,7	2050	980	825	0,84
14,0	1	0,8	2050	980	825	0,84
14,2	1	0,9	2050	980	825	0,84
14,3	1	1	2060	980	830	0,85
14,7	1	1,5	2070	970	830	0,86
15,0	1	2	2080	970	830	0,86
15,4	1	3	2090	970	840	0,87
16,5	0	1	2100	960	840	0,88

Таблица 145

Теплотехнические характеристики природного газа и каменного угля (тощего)

$RO_2 \text{ max}$ сухих продук- тов сгорания, %	Соотношение топлива		Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания, Q_H , ккал/м ³		Жаропродуцитель- ность при сжигании в воздухе, содержащем 1% H_2O , $t'_{\text{max}}, ^\circ C$	Отношение объемов сухих и влажных про- дуктов сгорания B
	природный газ, м ³	каменный уголь, кг	сухих P	влажных R		
11,8	1	0	1000	800	2010	0,80
12,8	1	0,2	990	810	2020	0,82
13,9	1	0,5	980	820	2040	0,84
15,0	1	1	970	830	2060	0,86
16,3	1	2	960	840	2080	0,88
19,0	0	1	930	860	2120	0,93

$$CO_2 \text{ max} = \frac{100 \cdot CO_2}{100 - 4,76O_2} \%$$

или, не прибегая к подсчету, определить по табл. 31.

$CO_2 \text{ max}$ можно подсчитать также по составу продуктов неполного сгорания, не прибегая к их дожиганию, по формуле

$$CO_2 \text{ max} = \frac{100 (CO_2 + CO + CH_4)}{100 - 4,76 (O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)} \%$$

Однако в этом случае необходимо определить содержание в продуктах сгорания не только CO_2 и O_2 , но и CO , H_2 и CH_4 .

2. После определения $CO_2 \text{ max}$ или $RO_2 \text{ max}$ устанавливают на основании этой величины обобщенные характеристики продуктов сгорания смешанных газов или продуктов сгорания газообразного и жидкого или

Теплотехнические характеристики коксового и доменного газов

RO ₂ max сухих продук- тов сгорания, %	Соотношение газов в смеси		Состав газа, %					Низшая теплота сгорания, ккал/м ³	Жаропроводи- тельность при содержании в воз- духе и газе около 1 % H ₂ O (по массе) t _{плж} , °C	Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания Q _н , ккал/с		Теоретический объем, м ³ /м ³ газа			Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания В	
	кокс- овый, м ³	домен- ный, м ³	H ₂	CO	CH ₄	C _n H _n	CO ₂			N ₂	сухих Р	влажных R	воздуха V ₀ в	продуктов сгорания		
														сухих V ₀ с.г.		влажных V ₀ Σ
10,4	1	0	57	6	24	3	3	7	2090	1090	840	4,3	3,9	5,0	0,77	
14,5	1	1	30	18	12	1,5	6	32,5	1970	980	800	2,5	2,8	3,3	0,82	
14,8	1	1,1	28,8	18,6	11,4	1,4	6,2	33,6	1930	940	790	2,4	2,7	3,2	0,83	
15,1	1	1,2	27,4	19,1	10,9	1,4	6,3	34,9	1910	935	780	2,3	2,6	3,1	0,83	
15,4	1	1,3	26,4	19,6	10,4	1,3	6,5	35,8	1900	930	780	2,3	2,5	3,0	0,84	
15,6	1	1,4	25,4	20,0	10,0	1,2	6,5	36,9	1890	920	770	2,2	2,5	3,0	0,84	
15,8	1	1,5	24,6	20,3	9,6	1,2	6,6	37,7	1880	910	760	2,2	2,5	2,9	0,84	
16,0	1	1,6	23,8	20,8	9,2	1,1	6,7	38,4	1870	900	760	2,1	2,4	2,9	0,84	
16,2	1	1,7	23,0	21,1	8,9	1,1	6,8	39,1	1860	890	760	2,1	2,4	2,8	0,85	
16,8	1	2,0	21,0	22,0	8,0	1,0	7,0	41,0	1840	870	750	2,0	2,4	2,8	0,85	
17,5	1	2,5	18,4	23,1	6,9	0,8	7,3	43,5	1800	650	740	1,8	2,2	2,6	0,87	
24,5	0	1	3	30	—	—	9	58	1470	620	600	0,8	1,6	1,6	0,98	

Теплотехнические характеристики коксового газа и мазута

$RO_2 \text{ max}$ продуктов сгорания, %	Соотношение газа и мазута		Жаропроизводительность в воздухе, содержащем 1% H_2O (по массе) t'_{max} , °C	Теплота сгорания ¹ , отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов сгорания, P , ккал/м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
	коковый газ, м ³	мазут, кг			
10,4	1	0	2090	1090	0,77
11,5	1	0,1	2090	1070	0,78
12,4	1	0,2	2090	1060	0,79
13,0	1	0,3	2090	1040	0,80
13,5	1	0,4	2090	1030	0,81
13,9	1	0,5	2090	1020	0,82
14,8	1	1	2100	1000	0,84
15,5	1	2	2100	980	0,86
16,5	0	1	2100	960	0,88

¹ Теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ влажных продуктов сгорания, $R=840$ ккал/м³.

газообразного и твердого топлива при одновременном их сжигании в топке или печи.

К таким характеристикам относятся:

а) жаропроизводительность t'_{max} при сжигании топлива в воздухе, содержащем около 1% (по массе) H_2O ; t_{max} при сжигании топлива в абсолютно сухом воздухе примерно на 30 град выше, чем в воздухе, содержащем 1% H_2O ;

б) низшая теплота сгорания P , отнесенная к 1 м³ сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха;

в) отношение объемов B сухих, т. е. не содержащих водяного пара, конденсирующегося в процессе газового анализа, и влажных продуктов горения, содержащих водяной пар, образующийся в результате сгорания водорода топлива.

Значение величин t'_{max} , P и B при сжигании двух видов топлива приведено в табл. 143—152. В этих же таблицах дано соотношение совместно сжигаемых видов топлива в зависимости от $RO_2 \text{ max}$ продуктов сгорания. Так, например, при $RO_2 \text{ max}=13,3\%$, определенной по табл. 31, жаропроизводительность природного газа, сжигаемого совместно с мазутом, $t'_{\text{max}}=2030$ °C, теплота сгорания, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения $P=990$ ккал/м³, отношение объемов сухих и влажных продуктов горения $B=0,82$.

На основании этих данных и температуры продуктов сгорания можно подсчитать потери тепла с уходящими газами q_2 по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_a}{t'_{\text{max}}} [C' + (h-1)BK] \cdot 100\%$$

(здесь C' и K — поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 40) и потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 по формуле

$$q_3 = \frac{(30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4) \cdot 100}{P} \%$$

Коэффициент разбавления продуктов сгорания воздухом h равен

$$h = \frac{CO_2 \text{ max}}{CO_2 + CO + CH_4}$$

Теплотехнические характеристики доменного газа и мазута

RO ₂ max сухих продуктов сго- рания, %	Соотношение топлива		Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания, ккал/м ³		Жаропроизводи- тельность при сжигании в возду- хе, содержащем 1 % H ₂ O, t' _{max} , °C	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
	доменный газ, м ³	мазут, кг	сухих P	влажных R		
24,5	1	0	620	600	1470	0,98
24,0	1	0,010	635	620	1540	0,98
23,6	1	0,020	650	630	1570	0,97
23,2	1	0,030	670	640	1600	0,97
22,8	1	0,040	680	660	1630	0,96
22,5	1	0,050	690	665	1650	0,96
22,2	1	0,060	700	670	1670	0,96
22,0	1	0,070	710	680	1700	0,95
21,8	1	0,080	720	685	1720	0,95
21,6	1	0,090	730	695	1730	0,95
21,4	1	0,100	750	700	1750	0,94
20,1	1	0,200	800	740	1850	0,92
19,3	1	0,300	840	765	1910	0,91
17,5	1	1	910	810	2020	0,89
16,5	0	1	960	840	2100	0,86

Таблица 149

Теплотехнические характеристики мазута и каменного угля (тощего)

RO ₂ max сухих продуктов сго- рания, %	Соотношение топлива, кг		Жаропроизводи- тельность при сжигании в воздухе, содержащем 1% H ₂ O (по массе), t' _{max} , °C	Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания, ккал/м ³		Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
	мазут	уголь		сухих P	влажных R	
16,5	1	0	2100	960	840	0,88
17,1	1	0,5	2100	960	840	0,88
17,5	1	1	2100	950	850	0,89
17,8	1	1,5	2110	950	850	0,89
18,0	1	2	2110	950	850	0,89
18,2	1	3	2110	940	850	0,90
18,4	1	4	2110	940	850	0,90
18,5	1	5	2110	940	860	0,91
18,7	1	10	2120	930	860	0,92
19,0	0	1	2120	930	860	0,93

3. Определив q_2 и q_3 , подсчитывают коэффициент использования топлива к.и.т. = $100 - (q_2 + q_3)$ %.

4. В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду q_5 легко определить (например, при сжигании топлива в котлах), можно подсчитать не только коэффициент использования топлива, но и коэффициент полезного действия

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_5) \%$$

Теплотехнические характеристики доменного газа и каменного угля

$RO_2 \max$ сухих продуктов сго- рания, %	Соотношение топлива		Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ продуктов сгорания, ккал/м ³		Жаропроизводи- тельность при сжигании в возду- хе, содержащем 1 % H ₂ O, $t'_{\max}$, °C	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сго- рания B
	доменный газ, м ³	каменный уголь, кг	сухих P	влажных R		
24,5	1	0	620	600	1470	0,98
23,7	1	0,050	680	650	1600	0,96
22,8	1	0,100	710	680	1700	0,95
22,0	1	0,200	760	730	1800	0,95
21,4	1	0,300	800	750	1870	0,94
20,8	1	0,500	830	780	1940	0,94
20,0	1	1	870	815	2020	0,93
19,0	0	1	930	860	2120	0,93

(q_4 — потери тепла вследствие механической неполноты горения при сжигании газообразного и жидкого топлива практически равны нулю).

5. Определяя коэффициент использования топлива до и после установки котла-утилизатора или иного устройства для использования тепла уходящих газов, можно подсчитать достигаемое при этом повышение эффективности использования топлива.

6. Установив по таблицам жаропроизводительность совместно сжигаемых видов топлива, можно подсчитать $t_{\text{кал}}$ по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\max}}{C' + (h-1)KB}.$$

Подсчет. При совместном сжигании в печи природного газа и мазута получают продукты сгорания следующего состава, %: 11,0 RO_2 ; 2,0 O_2 ; 0,3 CO ; 0,1 H_2 ; 0,4 CH_4 .

Расход газа и мазута и теплота их сгорания неизвестны.

Требуется определить:

- 1) примерное соотношение совместно сжигаемых видов топлива;
- 2) жаропроизводительность при совместном сжигании мазута и природного газа;
- 3) коэффициент разбавления продуктов сгорания;
- 4) калориметрическую температуру горения;
- 5) потери тепла с уходящими газами при их температуре 900 °C и температуре воздуха 20 °C;
- 6) потери тепла вследствие химической неполноты сгорания;
- 7) коэффициент использования топлива в печи;
- 8) коэффициент использования топлива в котле-утилизаторе при температуре продуктов сгорания перед котлом 900 °C и после котла 300 °C.

Прежде всего найдем величину $RO_2 \max$ при совместном сжигании в печи природного газа и мазута на основании анализа продуктов сгорания

$$RO_2 \max = \frac{(11,0 + 0,3 + 0,4) \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot (2,0 - 0,4 - 0,3 - 0,2 \cdot 0,1 - 1,6 \cdot 0,4)} = 12,4\%.$$

Затем легко решаем поставленные задачи.

1. При $RO_2 \max = 12,4\%$ на 1 м³ природного газа приходится около 0,15 кг мазута (табл. 144).

2. Жаропроизводительность при совместном сжигании природного газа и мазута (при $RO_2 \max = 12,4\%$) равна 2010 °C.

3. Коэффициент разбавления продуктов сгорания данного состава (при $RO_2 \max = 12,4\%$) равен

$$h = 12,4 : (11,0 + 0,3 + 0,4) = 1,06.$$

4 Исходя из жаропродуцируемости и коэффициента разбавления продуктов сгорания, устанавливаем примерную величину калориметрической температуры горения $t'_{\text{кал}} = t'_{\text{max}} : h = 2010 : 1,06 = 1900^\circ\text{C}$.

В интервале температур от 0 до 1900°C $C' = 1$ и $K = 0,9$ (см. табл. 40).

С учетом этих величин определяем калориметрическую температуру горения по формуле

$$t'_{\text{кал}} = \frac{2010}{1 + (1,06 - 1) \cdot 0,9 \cdot 0,81} \approx 1930^\circ\text{C}.$$

5. Потери тепла с уходящими газами находим по формуле

$$q_2 = \frac{900 - 20}{2010} \cdot [0,91 + (1,06 - 1)0,84 \cdot 0,81] \cdot 100 = 41,5\%.$$

(По табл. 40 при $t_{y,r} = 900^\circ\text{C}$, $C' = 0,91$, $K = 0,84$; по табл. 144 $B = 0,81$).

6. Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания

$$q_3 = (3000 \cdot 0,3 + 2500 \cdot 0,1 + 8500 \cdot 0,4) \cdot 1,06 : 1000 = 4,8\%.$$

(по табл. 144 при $RO_2 \text{ max} = 12,4\%$, $P = 1000$ ккал/м³).

7. Коэффициент использования топлива в печи

$$\text{к.и.т.} = 100 - (41,5 + 4,8) = 53,7\%.$$

8. Располагаемое тепло продуктов сгорания перед котлом-утилизатором $q = 41,5\%$.

Потери тепла с уходящими газами после котла-утилизатора

$$q_2 = \frac{300 - 20}{2010} [0,84 + (1,06 - 1) \cdot 0,79 \cdot 0,81] \cdot 100 = 12,2\%,$$

откуда коэффициент использования топлива в котле-утилизаторе равен:

а) по отношению к потенциальному теплу сжигаемого топлива

$$\text{к.и.т.} = 41,5 - 12,2 = 29,3\%;$$

б) по отношению к располагаемому теплу продуктов сгорания, поступающих в котел-утилизатор:

$$\text{к.и.т.} = \frac{(41,5 - 12,2) \cdot 100}{41,5} = 70\%.$$

Подсчет потерь тепла и определение эффективности использования топлива по упрощенной методике, разработанной автором, получили широкое применение при совместном сжигании двух видов топлива.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЛЯ НЕСКОЛЬКИХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Предложенная схема расчета может быть использована и при совместном сжигании трех видов топлива, однако она требует дополнительной оценки соотношения используемых видов горючего. Для этого возможен ряд методов, выбор которых определяется свойствами и теплотехническими характеристиками совместно сжигаемых видов топлива.

При совместном сжигании нескольких видов топлива с высокой жаропродуцируемостью (например, коксового газа, мазута, смолы и каменного угля; нефтезаводских газов, отходов жидкого топлива и мазута; природного газа, нефтезаводского газа, мазута и гудрона; природного газа, мазута, каменного угля и других видов топлива) предлагается следующий порядок расчета.

1) определив по составу продуктов сгорания $RO_2 \text{ max}$ совместно сжигаемых видов топлива;

2) использовать эту величину для оценки степени разбавления продуктов сгорания h ;

3) поскольку различия в величинах $t'_{\max}$ для топлива с высокой жаропроизводительностью невелики, можно задаться средней жаропроизводительностью совместно сжигаемых видов топлива; некоторая корректировка $t'_{\max}$ совместно сжигаемых видов топлива возможна на основе величины $RO_{2\max}$;

4) на основе $t'_{\max}$ и h подсчитать потери тепла с уходящими газами;

5) аналогичным образом оценить величину P и подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты сгорания;

6) определить коэффициент использования топлива (к. и. т) и КПД.

При совместном сжигании нескольких видов топлива с различной жаропроизводительностью, например коксового, доменного газов и мазута или коксового, доменного газов и угля, необходимо оценить значение величин $t'_{\max}$ и P . Для этого следует:

1) определить сначала $RO_{2\max}$ двух совместно сжигаемых видов топлива и на его основе оценить соотношение этих видов топлива по таблицам, приведенным в данной главе;

2) располагая полученным соотношением и зная $t'_{\max}$ и P для двух совместно сжигаемых видов топлива, рассматривать их как один вид «усредненного топлива»;

3) определить $RO_{2\max}$ совместно сжигаемых трех видов топлива;

4) установить по $RO_{2\max}$ примерное соотношение первого «усредненного топлива», т. е. совместно сжигаемых двух видов топлива, и третьего топлива;

5) на основе полученного соотношения определить $t'_{\max}$ и P для сжигаемых совместно трех видов топлива по вспомогательным таблицам или номограммам.

При выборе первых двух видов топлива для оценки их суммарной жаропроизводительности важно соблюсти условия, при которых $RO_{2\max}$ для суммы этих видов топлива не был бы близок к $RO_{2\max}$ третьего вида топлива, так как в этом случае, очевидно, невозможно по величине $RO_{2\max}$ оценить присадку третьего вида топлива к первым двум.

Так, при совместном сжигании доменного газа с $RO_{2\max}=24,5\%$, каменного угля с $RO_{2\max}=19,0\%$ и коксового газа $RO_{2\max}=10,4\%$ при соотношении доменного и коксового газов 2,5:1 значение $RO_{2\max}$ смеси равно около 18,4%, т. е. оно близко к $RO_{2\max}$ угля, чего не может быть при выборе в качестве «усредненного топлива» для данных расчетов суммы доменного газа и угля или же суммы каменного угля и коксового газа.

Очевидно, удобнее выбирать для первоначальной оценки два вида топлива, занимающие наибольший удельный вес в «смеси». Так, например, при сравнительно незначительном участии в «смеси» коксового газа можно его кратковременным отключением отобрать пробу продуктов сгорания доменного газа и угля для определения $RO_{2\max}$ и установить таким образом их соотношение. Затем после включения коксового газа определить соотношение совместно сжигаемых трех видов топлива и подсчитать значения $t'_{\max}$ и P .

Выполнение расчетов при совместном сжигании трех видов топлива облегчается при предварительном создании смеси, состоящей из двух видов топлива. Так, например, при сжигании природного, коксового и доменного газов определение эффективности использования топлива облегчается в том случае, если можно предварительно смешать природный и коксовый газы в смесительном газопроводе.

Тогда в качестве «усредненного топлива» можно принять смесь этих газов и определить ее $RO_{2\max}$, а затем по суммарной величине $RO_{2\max}$ продуктов сгорания после котла определить присадку доменного газа и установить теплотехнические характеристики смеси, состоящей из трех газов.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА И ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА

Расширение топливно-энергетической базы страны требует привлечения весьма крупных капиталовложений. Так, в 1974 г. в газовую промышленность было вложено 1750, в нефтяную 3320, угольную 3350, в электроэнергетику 3550 млн. руб. Суммарные вложения в топливно-энергетическую промышленность превысили 10 млрд. руб.

Доля топливно-энергетических отраслей в суммарных капиталовложениях в промышленность на протяжении ряда лет составляет около 30%, а доля топливной промышленности, электроэнергетики и смежных отраслей индустрии, производящих оборудование и материалы, необходимые для развития топливно-энергетической базы, создания установок, использующих топливо и энергию, достигает 45—50% [198].

Увеличение потребления топлива и развитие добычи нефти, газа и угля в Сибири обуславливают необходимость транспортировки топлива на дальние расстояния, сооружения магистральных трубопроводов, повышения пропускной способности железных дорог, постройки судов. Так, с 1950 по 1974 г. протяженность газопроводов возросла с 2,3 до 92 тыс. км, а подача товарного газа — с 1,5 до 245 млрд. м³, т. е. в 160 раз; протяженность нефтепроводов увеличилась за эти годы с 5,4 до 53 тыс. км, т. е. в 10 раз, а грузооборот — с 4,9 до 533 млрд. тонно-километров, т. е. более чем в 100 раз!

Несмотря на столь быстрый рост трубопроводного транспорта, количество нефтяных грузов, перевозимых по железным дорогам, также систематически возрастает. В 1940 г. было перевезено 30 млн. т нефтяных грузов, а в 1974 г. в 12 раз больше — 379 млн. т, при этом их доля в объеме железнодорожных перевозок увеличилась с 5 до 11%.

В 1974 г. железные дороги перевезли 730 млн. т угля и кокса, что соответствует 21% всех железнодорожных грузов. На расстояние около 1000 км перевезено также 13 млн. т дров. Около 120 млн. т нефти и нефтепродуктов и более 30 млн. т угля и кокса было перевезено в 1974 г. на морских и речных судах [4].

Миллионы людей вкладывают свой труд в добычу, транспортировку, переработку топлива и в обеспечение топливной промышленности необходимым оборудованием, в связи с чем трудно переоценить значение повышения эффективности использования топлива. Для этого имеются большие возможности, так как КПД использования топлива в ряде областей его применения недостаточно высок и может быть существенно увеличен.

Естественно, что особое значение имеет применение методов, позволяющих повысить эффективность использования топлива и требующих значительно меньше капиталовложений, чем необходимо для добычи эквивалентного количества горючего.

Во многих случаях можно достичь экономии топлива в сочетании с интенсификацией работы промышленных установок и снижением капиталовложений.

Интенсификация работы энергетических и технологических установок иногда обуславливает увеличение вредных выбросов и загрязнение воздушного бассейна продуктами неполного сгорания, окислами азота, а при работе на твердом топливе также золой.

В результате этого наносится ущерб здоровью людей и возникает необходимость в крупных капиталовложениях для защиты окружающей среды от загрязнений.

Поэтому особое значение приобретают методы экономии топлива и интенсификации работы оборудования, не вызывающие увеличения загрязнения окружающей среды и позволяющие снизить объем продуктов сгорания и содержание в них вредных компонентов.

Таким образом, важная задача повышения эффективности использования топлива неразрывно связана с другой крупной проблемой современности — защитой окружающей среды и в первую очередь воздушного бассейна от загрязнения продуктами сгорания и вредными выбросами.

Для повышения эффективности использования топлива и уменьшения загрязнения окружающей среды весьма важно:

1. Установить пути рационального применения различных видов топлива в народном хозяйстве.

2. Разграничить области использования топлива и электроэнергии.

3. Повысить извлечение топлива из разрабатываемых месторождений.

4. Снизить потери топлива в процессе его добычи, переработки, перевозки и хранения.

5. Вовлечь в топливный баланс неиспользуемые ресурсы горючего, загрязняющие окружающую среду [199, 200].

6. Повысить качество топлива и снизить содержание в нем вредных компонентов.

7. Повысить полноту сгорания топлива с целью уменьшения потерь тепла и устранения загрязнения воздушного бассейна сажей, окисью углерода и углеводородами.

8. Применять методы подавления образования окислов азота в топочных процессах в сочетании с интенсификацией работы топок.

9. Снизить потери тепла с уходящими газами, не прибегая к развитию дорогостоящих металлоемких поверхностей нагрева.

10. Широко внедрять методы комплексного использования топлива и тепла продуктов сгорания в промышленности и сельском хозяйстве.

11. Осуществлять менее энергоемкие технологические процессы.

12. Улучшать теплоизоляцию оборудования, трубопроводов и зданий.

Ниже, на основе рассмотренных в предыдущих главах свойств топлива и методов определения КПД его использования изложены некоторые пути повышения эффективности применения топлива и защиты воздушного бассейна от загрязнения продуктов сгорания.

ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

В 1975 г. в стране добыто около 700 млн. т угля, 490 млн. т нефти и газового конденсата, 290 млрд. м³ газа. В течение десятой пятилетки добыча этих основных видов топлива, а также горючих сланцев будет систематически возрастать.

Перечисленные виды топлива используют в различных отраслях народного хозяйства далеко не с одинаковой эффективностью.

В технологических процессах широко применяют бессернистый природный газ при непосредственном контакте продуктов сгорания с нагреваемым материалом. Использование сернистого мазута или угля осуществляется с гораздо меньшей эффективностью и требует в некоторых случаях применения более громоздких муфельных установок, с нагревом металла или других материалов через стенку. Печи, в которых протекает процесс, более громоздки и менее производительны, температурный градиент между продуктами сгорания и нагреваемым материалом увеличивается, вследствие чего возрастает температура уходящих газов и снижается КПД печей.

В сушильных установках при использовании сернистого и зольного топлива приходится применять промежуточные теплоносители, крайне усложняющие технологическую схему и обуславливающие большой перерасход топлива. В качестве сушильного агента часто используют воздух, нагреваемый в паровых калориферах. Это требует создания или расширения котельных установок, расхода металла на калориферы (в которых воздух нагревается паром) и на паропроводы.

Суммарный КПД сушильных установок в пересчете на первичное топливо резко снижается из-за потерь тепла при генерировании пара и его использовании для нагрева воздуха.

Применение этой распространенной технологической схемы в большой степени затрудняет интенсификацию работы сушильных установок вследствие ограничения температуры нагрева воздуха.

Применение перегретого пара для нагрева воздуха неэффективно, так как при снижении температуры перегретого пара на 100 град выделяется лишь около 50 ккал тепла. Поэтому через калориферы пришлось бы пропускать большой объем пара. К тому же коэффициент теплоотдачи от перегретого пара к металлической стенке низок, что обусловило бы еще большую громоздкость и металлоемкость калориферных установок.

Вследствие этого для нагрева воздуха в калориферах применяют насыщенный пар, при конденсации 1 кг которого выделяется около 500 ккал, т. е. в 5 раз больше, чем при снижении температуры 1 кг перегретого пара на 200 град. В этих условиях температура нагрева воздуха лимитируется давлением пара. Поскольку в промышленных котельных оно сравнительно невелико и применяемые в сушильных установках калориферы рассчитаны на низкое давление, температура нагрева сушильного агента часто недостаточна для интенсификации работы установок.

Воздух можно нагреть до более высокой температуры с применением минеральных масел или других высококипящих органических теплоносителей. Однако при этом возникает опасность окисления высушиваемого материала.

Использование в сушильных установках продуктов сгорания бессернистого природного газа позволяет устранить необходимость применения промежуточных теплоносителей и вместе с тем в значительной степени устранить ограничения в температуре сушильного агента, интенсифицировать работу установок и повысить их КПД.

При использовании природного газа в качестве технологического топлива во многих случаях можно резко повысить эффективность его применения путем комплексного использования тепла продуктов сгорания сначала в печах или котлах, а затем в сушильных или других низкотемпературных установках.

Эффективность использования газа в промышленности можно существенно повысить установкой простых малометаллоемких экономайзеров для нагрева воды при непосредственном контакте с продуктами сгорания.

Поэтому применение газа в промышленной и коммунальной энерге-

тике во многих случаях значительно эффективнее, чем других видов топлива.

Иная картина наблюдается в стационарной энергетике. При сжигании угольной пыли в топках современных мощных парогенераторов достигается высокий КПД — около 90%, лишь немногим уступающий КПД при использовании природного газа или мазута. Так, по данным теплотехнической службы управления «Пермэнерго», КПД стационарных парогенераторов при работе на мазуте лишь на 1%, а при работе на газе на 2,5% выше, чем при работе на угле. Несмотря на это доля природного газа в системе «Пермэнерго» возросла с 8% в 1967 г. до 25% в 1973 г., а мазута с 12 до 21% при снижении доли угля с 67 до 41% [201].

На электростанциях Донбассэнерго, запроектированных для работы на угле, доля мазута возросла с 1,5% в 1966 г. до 20% в 1973 г., а доля природного газа составила 14%.

При работе электростанций на угле несколько возрастает расход энергии на собственные нужды, обусловленный необходимостью помола угля и золоудалением. Однако суммарный расход топлива на 1 кВт·ч энергии, генерируемой на крупных электростанциях, сравнительно мало зависит от того, на каком топливе они работают.

Поэтому при распределении ресурсов топлива важно считаться с эффективностью применения его у различных потребителей. Коммунальные и технологические установки целесообразно в первую очередь обеспечить природным газом и жидким топливом, а уголь направлять для коксования и использования на электростанциях.

В десятой пятилетке значительно расширится применение экибастузских и канско-ачинских углей для производства электроэнергии, а ряд крупных тепловых электростанций в районах Урала и Поволжья перейдет на использование угля вместо мазута. При этом, несмотря на увеличение доли угля в топливном балансе электростанций, расход топлива на отпущенный киловатт-час электроэнергии снизится с 344 в 1974 г. до 325—328 г у. т. — в 1980 г. [9].

Для обеспечения топливом электростанций намечается дальнейшее развитие угольной промышленности, особенно увеличение добычи угля открытым способом в Экибастузском, Канско-Ачинском, Кузнецком, Южно-Якутском бассейнах. Будет продолжено техническое перевооружение предприятий, повышена производительность и улучшены условия труда на базе внедрения комплексной механизации и автоматизации в действующих угольных бассейнах страны.

Будет ускорено сооружение крупных тепловых электростанций на богатейших угольных месторождениях Сибири и Казахстана с целью передачи от них электроэнергии в Единую энергосистему европейской части страны.

Расширение использования угля для генерирования электроэнергии позволит направить крупные ресурсы углеводородного топлива на технологические нужды. Добыча газа в стране возрастет примерно в 1,5 раза по сравнению с девятой пятилеткой, а его потребление на технологические цели — примерно в 2 раза [8].

Это открывает огромные возможности для создания прогрессивной технологии, интенсификации работы промышленных установок, комплексного (ступенчатого) использования тепла чистых продуктов сгорания бессернистого природного газа в промышленности, резкого уменьшения расхода металла и строительных материалов на сооружение установок, значительного повышения эффективности использования топлива и уменьшения загрязнения воздушного бассейна.

Создание прогрессивных технологических установок, рассчитанных на использование газообразного топлива, требует бесперебойного обеспечения их газом.

Большая отдаленность основных газовых месторождений от центров потребления и сложные природные условия на трассах газопроводов делают крайне необходимым создание крупных подземных емкостей для хранения резервных запасов газа на зимний период.

Это потребует значительно меньших затрат, даст возможность сэкономить большое количество металла и обеспечить бесперебойное снабжение природным газом промышленных установок и бытовых потребителей. В десятой пятилетке предусматривается расширение и создание новых подземных хранилищ газа в районах Москвы, Ленинграда, на Украине, в республиках Советской Прибалтики и Закавказья [8]. Для создания подземных газохранилищ будут максимально использованы отработанные газовые и нефтяные месторождения [9].

Осуществление мероприятий по совершенствованию структуры топливно-энергетических ресурсов и более рациональному использованию всех видов топлива и энергии должно дать в 1980 г. экономию свыше 150 млн. т у. т. Эти меры позволят обеспечить нормальное энергоснабжение страны и создадут условия для устойчивого роста всех отраслей народного хозяйства [8].

Для повышения эффективности использования топлива большое значение имеет также его распределение с учетом жаропроизводительности.

Для высокотемпературных процессов целесообразно применять топливо с высокой жаропроизводительностью и малым содержанием балласта. По этим характеристикам различные виды топлива можно подразделить на две группы: топливо высокой и пониженной жаропроизводительности. Из данных табл. 153 видно, что жаропроизводительность некоторых видов топлива второй группы, например торфа, генераторного и доменного газов, на несколько сот градусов ниже жаропроизводительности топлива, входящего в первую группу.

Эффективность использования топлива в теплотехнических процессах можно оценить выражением

$$\eta = (t_1 - t_2) / t_1, \quad (\text{XXVII.1})$$

где t_1 — начальная температура процесса; t_2 — конечная температура.

Поскольку начальная температура в значительной степени определяется жаропроизводительностью сжигаемого топлива, а конечная — температурой уходящих газов, естественно, что для высокотемпературных технологических процессов и в особенности для процессов, в которых в атмосферу выпускаются уходящие газы с высокой температурой, весьма существенно применение топлива высокой жаропроизводительности. Наоборот, при низкой температуре уходящих газов эффективность использования топлива почти не зависит от его жаропроизводительности.

Эффективность использования в высокотемпературных процессах топлива с высокой жаропроизводительностью значительно повышается благодаря возможности интенсифицировать работу печей вследствие большей разности температур горящего топлива и нагреваемого материала.

Интенсификация работы печей, обеспечивая повышение производительности установок, приводит вместе с тем в большинстве случаев к снижению удельного расхода топлива на единицу выпускаемой продукции из-за уменьшения продолжительности процесса и сокращения потерь тепла в окружающую среду. Поэтому весьма важно при распределении ресурсов топлива между потребителями стремиться к обеспечению высокотемпературных технологических процессов топливом с высокой жаропроизводительностью, пригодным для эффективного использования в технологии.

Некоторые теплотехнические характеристики топлива

Топливо	Q_H^r , ккал/кг	W^p , %	A^p , %	Q_H^p , ккал/кг	$t_{\max}^*$, °C	P , ккал/м³	$RO_2^{\max}$, %	B
<i>Топливо высокой жаропродуктивности</i>								
Газообразное								
Водяной газ	—	—	—	2500*	2210	1130	21	0,81
Коксовый газ	—	—	—	4000*	2120	1080	10,5	0,79
Природный газ	—	—	—	8500*	2040	1000	11,8	0,80
Жидкое								
Бензин	—	—	—	10450	2110	980	14,8	0,86
Керосин	—	—	—	10250	2120	980	15,2	0,86
Мазут	—	—	—	9500	2130	970	16,5	0,88
Твердое								
Антрацит								
донецкий АС	8000	6	13	6400	2190	910	20	0,95
донецкий АРШ	7900	8	20	5650	2180	910	20	0,95
Каменный уголь								
донецкий								
длиннопламенный	7300	12	20	4900	2080	940	19	0,89
газовый	7700	8	15	5900	2100	930	19	0,90
паровичный	8000	6	19	6000	2150	940	19	0,91
жирный								
тощий	8250	6	17	6320	2150	930	19	0,93
промежуточный продукт	7600	7	42	3850	2080	910	18,5	0,90
жузнецкий								
газовый	7900	8	10	6400	2110	930	19	0,90
паровичный	8340	6	12	6800	2150	930	19	0,92
спекающийся								
слабоспекающийся	8100	8	11	6500	2130	930	19	0,91
жарагадинский	8000	8	26	5930	2130	940	19	0,91
паровичный								
киселовский газовый	7600	6	30	4970	2110	930	18,5	0,91
воркутинский паровичный жирный	8070	10	21	5530	2150	930	19	0,90
ткварчельский паровичный жирный	7630	6	33	4630	2050	920	18,5	0,90
Бурый уголь челябинский	6720	19	24	3770	2000	920	19,3	0,87
Торфяные брикеты	5240	10	10	4130	2000	930	19,5	0,86
<i>Топливо пониженной жаропродуктивности</i>								
Газообразное								
Генераторный газ	—	—	—	1200*	1670	700	20	0,91
Доменный газ	—	—	—	950*	1500	600	24	0,97
Твердое								
Бурый уголь								
богословский	6130	28	25	2700	1820	830	20,0	0,83
подмосковный	6240	33	27	2300	1740	870	19,5	0,80
Торф								
кусковой	5240	40	6	2560	1660	865	19,5	0,77
фрезерный	5240	50	6	2030	1500	830	19,5	0,72
Дрова	4510	40	0,6	2440	1640	875	22,5	0,75

Примечания. 1. Содержание влаги, золы и теплота сгорания топлива приведены по данным Всесоюзного теплотехнического института им. Ф. Э. Дзержинского. 2. Жаропродуктивность топлива подсчитана без учета содержания в воздухе водяного пара. * Для газа ккал/м³.

Применение в технологических печах топлива с малым содержанием золы и серы не только повышает качество продукции и устраняет загрязнение воздушного бассейна, но и увеличивает КПД использования топлива вследствие уменьшения расхода тепла на плавление шлаков.

РАЗГРАНИЧЕНИЕ ОБЛАСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПЛИВА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Большое значение для повышения эффективности использования топлива и энергии имеет правильное маневрирование ресурсами природного газа и электроэнергии и выбор оптимального энергоносителя для промышленных печей и сушил.

В 1974 г. более 25% природного газа, добываемого в стране, было использовано на электростанциях. На газе вырабатывают около 20% всей электроэнергии. Вместе с тем значительная часть генерируемой электроэнергии расходуется в печах и сушильных установках предприятий, расположенных в районах, обеспеченных природным газом.

Применение электроэнергии в термических процессах имеет ряд преимуществ по сравнению с использованием топлива, а именно:

- 1) высокая температура процесса;
- 2) сосредоточение в малом объеме большого количества энергии;
- 3) предотвращение загрязнения нагреваемого материала серой и золой топлива;
- 4) возможность создания искусственной атмосферы (инертной, восстановительной и т. д.), необходимой для оптимального ведения технологического процесса;
- 5) легкость и точность регулирования процесса;
- 6) улучшение условий труда.

Однако, применяя беспламенные и другие прогрессивные методы сжигания природного газа, можно получить результаты, не уступающие достигаемым при электронагреве.

В современных горелочных устройствах можно сжигать газ при тепловом напряжении в несколько десятков миллионов килокалорий на кубический метр в час и таким образом сосредоточить выделение большого количества энергии в малом объеме [149].

Точность регулирования процесса при работе на газе с применением современной автоматики весьма велика. Разработаны методы создания контролируемой защитной атмосферы в газовых печах.

Обслуживание хорошо налаженных и автоматизированных газовых печей не имеет ничего общего с обслуживанием пламенных печей старых типов и сопоставимо с условиями труда у электропечей.

При сжигании природного, нефтепромыслового, коксового и других газов с высокой жаропроизводительностью обеспечивается возможность развития в печах весьма высокой температуры.

Использование располагаемого тепла уходящих газов для нагрева воздуха позволяет поддерживать в печах температуру, практически ограниченную лишь стойкостью огнеупоров.

Для большинства технологических процессов плавления, нагрева и сушки (в тех случаях, когда это не противоречит специальным условиям технологии) возможно применение газообразного топлива, сжигаемого по прогрессивным методам [191].

Это имеет особое значение для районов, в которых электроэнергия генерируется с использованием в качестве топлива природного газа. В этих случаях трансформация энергии газа в электрическую вызывает дополнительные капиталовложения сверх расхода средств на добычу и транспорт газа.

Стоимость сооружения электростанции, потребляющей газ, часто равна стоимости добычи и транспорта природного газа, поставляемого данной электростанции, следовательно, капиталовложения удваиваются при трансформации энергии газа в электрическую. Если же вести расчет на количество тепла, заключенное в сопоставляемых энергоносителях, т. е. в природном газе и вырабатываемой электроэнергии, то капиталовложения возрастают с учетом КПД станций примерно в 4 раза. К этому следует добавить крупные капиталовложения, затрачиваемые на создание электросети, и дополнительные затраты, связанные с применением электропечей по сравнению с газовыми печами.

В связи с тем, что в суммарных капиталовложениях, ассигнуемых на развитие топливно-энергетической базы, велика стоимость сооружения электростанций, генерирующих вторичный энергоноситель (часто используемый в рядовых термических процессах, в которых не обязательно применение электроэнергии), соответственно уменьшаются капиталовложения, направляемые на добычу и транспорт первичного энергоносителя — топлива.

Расход значительной части вырабатываемой электроэнергии на термические процессы существенно затрудняет обеспечение потребности в энергии для электропривода, электролиза, электротранспорта, освещения и других целей и обуславливает сохранение в эксплуатации маломощных, морально устаревших и крайне неэкономичных электростанций, работающих с весьма низким КПД.

Так, удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной районными электростанциями, составляет около 340 г, а на многих старых станциях расход топлива существенно выше.

Существенно меньшие капитальные затраты повышают рентабельность применения в печах и сушилах природного газа по сравнению с электроэнергией (при условии обеспечения должного качества нагрева материала). Кроме того, необходимо сопоставить КПД использования газа и электроэнергии. В наиболее простой форме эти энергоносители можно сопоставлять по коэффициенту использования топлива в печах (к. и. т.), принимая потери тепла в окружающую среду неизменными при работе однотипных печей на газе и электроэнергии.

В этом случае

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3) \%,$$

где q_2 — потери тепла с уходящими газами; q_3 — потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Принимая, что в современных печах должна быть обеспечена полнота сгорания газа (в случае необходимости с дополнительным дожиганием продуктов неполного сгорания, т. е. с осуществлением двух-стадийного процесса), получаем следующее значение к. и. т. газовых печей:

$$\text{к. и. т.} = 100 - q_2 \, \%$$

Чем ниже температура уходящих газов и степень разбавления их избыточным воздухом, тем меньше потери тепла с уходящими газами и тем выше коэффициент использования топлива в печах.

По формулам, приведенным в гл. VIII, легко подсчитать, до какой температуры должны быть охлаждены продукты сгорания в зависимости от степени разбавления их избыточным воздухом с тем, чтобы коэффициент использования топлива в печах превышал 40% и газовые печи были экономичнее электрических, разумеется, при равных потерях металла вследствие окалинообразования и при равном качестве нагрева.

Ниже приведены коэффициент избытка воздуха α и температура уходящих газов промышленных печей $t_{y.г.}$, работающих на природном газе, при которых газовые печи работают с коэффициентом использования топлива 40%, т. е. более экономичны, чем электрические, с учетом КПД тепловых электростанций:

$t_{y.г.}, ^\circ\text{C}$	α	$t_{y.г.}, ^\circ\text{C}$	α	$t_{y.г.}, ^\circ\text{C}$	α
1300	1,0	1030	1,4	560	3,0
1230	1,1	980	1,5	450	4,0
1150	1,2	780	2,0	360	5,0
1090	1,3				

Следовательно, при отсутствии разбавления уходящих газов избыточным воздухом газовые печи становятся экономичнее электрических даже при весьма высокой температуре уходящих газов (порядка 1300°C).

При этом сохраняется возможность дальнейшего эффективного использования тепла уходящих газов путем применения рекуператоров, котлов-утилизаторов, водоподогревателей, а также при ступенчатом использовании тепла продуктов сгорания сначала в высокотемпературных, а затем в низкотемпературных процессах.

Опыт эксплуатации газовых печей показал, что их применение вместо электропечей целесообразно во многих процессах. Изделия повышенной надежности, нагреваемые и подвергаемые термической обработке в газовых печах беспламенного горения, по качеству не уступают изделиям, получаемым в электропечах.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, поставляемой предприятиям, сопоставима со стоимостью 1 м³ природного газа. А с учетом того, что 1 кВт·ч эквивалентен 862 ккал, а низшая теплота сгорания 1 м³ природного газа равна ~ 8500 ккал, стоимость единицы тепла в виде природного газа примерно на порядок меньше стоимости электроэнергии.

Несмотря на то что КПД электрических печей выше, чем газовых, затраты на энергоноситель в газовых печах беспламенного горения примерно в 4 раза меньше, чем в электропечах. К тому же детали в газовых печах нагреваются быстрее, чем в электрических.

На машиностроительном заводе газовые и электрические печи подвергали капитальному ремонту один раз в четыре года. Однако электрические печи проходят дополнительно к этому еще два средних ремонта в году. Стоимость ремонта газовых печей примерно в 2 раза меньше, чем электрических.

Проектирование и производство электропечей в СССР хорошо организовано.

На специализированных заводах изготовлено более 100 000 промышленных электропечей суммарной мощностью 15 млн. кВт.

Для повышения эффективности использования топлива крайне важно, чтобы печи, работающие на газе, также серийно выпускались специализированными заводами.

Отсутствие серийного специализированного выпуска газовых печей вынуждает промышленные предприятия:

- 1) расходувать электроэнергию в печах в тех случаях, когда экономичнее использовать газ;
- 2) заказывать электропечи, демонтировать дорогие электронагреватели и устанавливать газовые горелки;
- 3) сооружать не оснащенные должным образом газовые печи в механических мастерских и подсобных цехах, не приспособленных для выпуска печей.

В США и странах Западной Европы термических газовых печей значительно больше, чем электрических.

Г. М. Закгейм и В. А. Смирнова [203] показали, что себестоимость нагрева металла в газовых камерных печах ниже, чем в электрических, на 71%, и в толкательных — на 87%.

Сопоставление показателей работы газовых и электрических индукционных печей для выплавки алюминиевых сплавов на передовых автотракторных заводах дает следующие результаты [204]:

- 1) качество выплавленного металла и угар металла одинаковы;
- 2) расход на 1 т сплава составляет в индукционных печах около 550 кВт·ч электроэнергии, а в газовых печах — 45—55 м³ природного газа. При КПД генерирования электроэнергии около 0,3 расход первичного топлива при использовании электропечей примерно в 3 раза превышает расход топлива в газовых печах;

- 3) стоимость расходуемой в печах электроэнергии в 5 раз больше стоимости газа;

- 4) стоимость электропечей в 2 раза превышает стоимость газовых печей (соответственно выше и амортизационные отчисления);

- 5) стоимость ремонта электропечей в 3—5 раз выше, чем газовых;

- 6) затраты при выплавке металла в электропечах примерно в 3 раза выше, чем в газовых (без учета стоимости выплавленного металла).

Дополнительно к приведенному сопоставлению следует учесть крупные капиталовложения в электростанции, необходимые для обеспечения энергией электрических печей.

На Уральском автомобильном заводе переведены с электронагрева на природный газ камерные термические печи и установки, генерирующие защитный газ, предохраняющий нагреваемый металл от окисления, — эндогаз.

Это существенно повысило эффективность работы технологических установок. Расход энергии в пересчете на условное топливо снизился на 550 т в год. Устранено применение дорогостоящего никрома. Ремонт установок при электронагреве проводили через каждые 3—4 месяца, а при работе на газе — раз в 10 месяцев. Производительность генераторов эндогаза удалось повысить более чем в 2 раза [205].

ЭФФЕКТИВНОСТЬ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

При разработке путей повышения КПД топливноиспользующих установок необходимо всесторонне оценивать эффективность привлекаемых для этого капиталовложений K . Эффективность часто определяют по сроку окупаемости капиталовложений T , исходя из достигаемого при этом снижения себестоимости продукции ($C_1 - C_2$):

$$T = K / (C_1 - C_2) \quad (\text{XXVII.2})$$

или из стоимости сэкономленного топлива за вычетом амортизационных отчислений и других эксплуатационных расходов, возникающих при установке дополнительного оборудования.

Расчет с использованием указанной методики ведут по формуле

$$T = K / (C - C_3 - A), \quad (\text{XXVII.3})$$

где C — стоимость сэкономленного за год газа; C_3 — дополнительные эксплуатационные расходы (на привод вентиляторов и пр.) за год; A — амортизационные отчисления за год.

Однако при подсчете срока окупаемости по приведенным формулам не учитывают следующие существенные затраты:

1. Дополнительные капиталовложения, необходимые для производства теплоутилизационного оборудования, обеспечения энергией теплоутилизационной установки, включая стоимость сооружения соответствующей электростанции, добычи и транспортировки расходуемого на

электростанции топлива (в пересчете на киловатт установленной мощности). Эти капиталовложения K_1 необходимо добавить к средствам, затрачиваемым на создание установки, повышающей КПД;

2. Экономия в капиталовложениях в результате замены оборудования, работающего на топливе, котлами-утилизаторами, экономайзерами и иными устройствами.

Так, при установке котлов-утилизаторов отпадает необходимость в сооружении котлов, работающих на природном газе, а применение поверхностных или контактных экономайзеров высвобождает средства, расходуемые на сооружение водогрейных котлов.

Оснащение промышленных печей рекуператорами, помимо экономии топлива, позволяет в ряде случаев интенсифицировать работу печей и снизить благодаря этому удельные капиталовложения, расходуемые на сооружение собственно печей. Улучшение теплоизоляции печей и сушилок также сказывается не только на удельных расходах топлива, но и на производительности установок.

Высвобождаемые таким путем капиталовложения K_2 следует вычесть из средств, расходуемых на сооружение теплоутилизационного оборудования. Иными словами, при подсчете срока окупаемости надлежит оценивать не полную стоимость теплоутилизационных установок, а лишь дополнительные капиталовложения, необходимые для их создания по сравнению со стоимостью сооружения соответствующих установок, работающих на природном газе или других видах топлива.

При подсчете срока окупаемости дополнительно устанавливаемого теплоиспользующего оборудования по формулам (XXVII.2) и (XXVII.3) часто не учитывают еще один весьма важный фактор, а именно уменьшение капиталовложений в топливную промышленность, достигаемое в результате снижения расхода топлива благодаря установке рассматриваемого оборудования. Это приводит к приуменьшению народнохозяйственной эффективности работ, осуществляемых с целью повышения КПД использования топлива.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА

Загрязнение воздушного бассейна городов в значительной степени обусловлено вредными компонентами, содержащимися в продуктах сгорания.

Продукты полного сгорания углерода и водорода топлива — двуокись углерода и водяной пар — в концентрациях, содержащихся в воздухе, не вредны для здоровья людей.

Основными вредными компонентами являются:

1. Несгоревшие частицы твердого топлива, зола и прочие механические примеси.
2. Окислы серы SO_2 и SO_3 .
3. Продукты неполного сгорания топлива — окись углерода, сажа, углеводороды, в том числе канцерогенный бензпирен.
4. Окислы азота NO_x .
5. Окислы свинца PbO .

По оценке акад. М. А. Стыриковича, в мире за год с продуктами сгорания выбрасывается порядка 100 млн. т твердых веществ, около 150 млн. т сернистого ангидрида, 300 млн. т окиси углерода, 50 млн. т окислов азота [206].

По заключению комитета экспертов Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ), загрязнение воздушного бассейна в промышленных центрах является главной причиной распространения хронических брон-

хитов, катаров верхних дыхательных путей, пневмонии, эмфиземы и одной из причин, вызывающих рак легких.

Выброс вредных веществ с продуктами сгорания в воздушный бассейн США оценивается в 150 млн. т в год. Основными источниками загрязнений являются, млн. т: автотранспорт — 86, промышленность — 23, электростанции — 20, отопление — 6, сжигание отходов и мусора — 5.

В Великобритании, по данным ВОЗ, ежегодно регистрируется до 30 тыс. смертных случаев в результате заболеваний бронхитом. По мнению английских исследователей, это объясняется загрязненностью воздушного бассейна. Трудопотери от заболеваний верхних дыхательных путей достигают 20 млн. рабочих дней в году [207]. По данным ФРГ, примерно 20 млн. т вредных выбросов с продуктами сгорания в год распределяется следующим образом по составу, %:

Твердые частицы	8	Углеводороды	11
Окислы серы	18	Окислы азота	13
Окись углерода	50		

Источники выбросов приведены в табл. 154.

При переработке и сжигании твердого и жидкого топлива образуются полициклические ароматические канцерогенные углеводороды. Наиболее изучен из них бензпирен $C_{20}H_{12}$, который в заметных количествах присутствует в воздухе, почве и воде. Повышенную онкологическую заболеваемость в промышленно развитых странах объясняют содержанием в воздухе бензпирена [208, 209].

Таблица 154

Источники вредных выбросов, содержащихся в продуктах сгорания ФРГ, %

Источник выбросов	Пыль	Окислы серы	Окись углерода	Углеводороды	Окислы азота
Электростанции	25	43	2	10	20
Промышленные установки	25	34	2	20	20
Бытовые потребители	35	20	6	15	20
Транспорт	15	3	90	55	40
Итого	100	100	100	100	100

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов приведены в табл. 155 [210].

Предельно допустимая концентрация 3,4-бензпирена в воздухе рабочей зоны установлена $0,00015 \text{ мг/м}^3$ [209].

Ниже приведены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, производственных помещений, мг/м^3 :

Азота окислы (в пересчете на NO_2)	5	Свинец и его неорганические соединения	0,01
Бензин топливный (сланцевый, крекинг и др.) (в пересчете на С)	100	Сернистый ангидрид	10
Ванадия пятиокиси дым	0,1	Сероводород	10
Керосин (в пересчете на С)	300	Сероводород в смеси с углеводородами C_1-C_5	3
Лигроин (в пересчете на С)	300	Тетраэтилсвинец	0,005
Озон	0,1	Углерода окись	20
Ртуть металлическая	0,01	Формальдегид	0,5

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов

Вещество	Предельно допустимые концентрации, мг/м ³	
	максимальная разовая	среднесуточная
Азот, двуокись	0,085	0,085
Бензол	1,5	0,8
Бензин (в пересчете на С)		
нефтяной малосернистый	5	1,5
сланцевый	0,05	0,05
Бутан	200	—
Метанол	1	0,5
Пентан	100	25
Сажа (копоть)	0,15	0,05
Сернистый ангидрид	0,5	0,05
Сероводород	0,008	0,008
Углерод, окись	3	1
Формальдегид	0,035	0,012
Этилен	3	3
Свинец и его соединения (кроме тетраэтилсвинца в пересчете на Рв)	—	0,0007

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Эффективность применения углей и сланцев в качестве энергетического топлива в большой степени зависит от метода их добычи, определяющего затраты труда и стоимость топлива. В десятой пятилетке 60% всего прироста добычи угля в стране будет получено наиболее экономичным открытым способом [8].

Большую роль в повышении эффективности применения твердого топлива имеет сооружение мощных электростанций в непосредственной близости от месторождений угля и сланца, разрабатываемых открытым способом, и размещение в этой зоне энергоемких отраслей промышленности.

При шахтной добыче угля некоторых месторождений из пластов выделяется значительное количество метана. При отборе метана из пластов получают шахтный газ с содержанием более 30% CH_4 , соответствующий по жаропроизводительности природному газу и пригодный для использования в качестве ценного газообразного топлива. В вентиляционных выбросах шахт содержится до 1% CH_4 . Применение этих выбросов в котельных установках, обслуживающих шахты, позволяет сэкономить около 10% топлива на каждый процент метана, содержащийся в воздухе, подаваемом в топку.

Зольность углей, отгружаемых потребителям, составляет около 20%. Для повышения транспортабельности углей, улучшения качества вырабатываемого кокса и уменьшения загрязнения окружающей среды большое значение имеет обогащение углей с целью снижения содержания минеральной массы и в особенности включений серного колчедана.

В 1975 г. на обогатительных фабриках было переработано 340 млн. т угля. В десятой пятилетке намечено увеличить количество угля, пропускаемого через обогатительные фабрики, на 70 млн. т и довести его к 1980 г. до 410 млн. т. Помимо этого, уголь обогащают на установках брикетных фабрик и других предприятий [211].

При слоевом сжигании несортированного твердого топлива происходят большие потери тепла вследствие провала мелочи сквозь колосниковые решетки и уноса мелких частиц с дымовыми газами.

Сжигание угля с содержанием мелочи даже в сравнительно небольших котельных установках сопровождается образованием черного дыма, сильно загрязняющего воздушный бассейн частицами несгоревшего топлива. Поэтому очень важно обеспечить установки со слоевым сжиганием топлива сортированным углем.

Повышение полноты сгорания твердого топлива

При работе на твердом топливе наряду с потерями тепла вследствие механической неполноты горения, т. е. провала и уноса частиц топлива, могут быть значительные потери вследствие химической неполноты сгорания, обусловленные содержанием в дымовых газах горючих компонентов, в основном CO и H_2 . В гамме продуктов неполного сгорания могут содержаться также метан, сажа и бензпирен.

Поэтому для повышения эффективности использования топлива и защиты воздушного бассейна от загрязнения окисью углерода, сажей и бензпиреном очень важно устранить или резко снизить содержание в дымовых газах продуктов неполного сгорания.

Большое внимание предотвращению образования «едкого и во всякую щелку проникающего каменноугольного дыма, который портит и жилье, и предметы, и воздух, а с ним и здоровье обитателей», уделял Д. И. Менделеев [78].

Характеризуя антрацит и полуантрацит как топливо для котлов, Д. И. Менделеев писал в 1888 г. о его продуктах сгорания: «Отсутствие дыма, а следовательно и копоти, весьма важно». В работе «Основы фабрично-заводской промышленности» он указывал на важность «дымосожигания», т. е. «полного сожигания топлива (без сажи)» [19].

Менделеев придавал большое значение воздействию на процесс горения раскаленных огнеупоров поверхностей. Он указывал на необходимость того, чтобы около места, где начинается горение пыли каменных углей, а также горючих газов и нефтяного топлива, «находились накалинные стенки кирпичной кладки», и на то, что накаливание свода «содействует полноте горения и его бездымности».

В Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского была создана топка с дожигательной огнеупорной насадкой, показанная на рис. 26.

При сжигании дров и других видов твердого топлива с высоким выходом летучих веществ в продуктах сгорания перед дожигательной насадкой содержалось в среднем 1% CO . Потери тепла вследствие неполноты сгорания составляли около 7%. После дожигательной насадки содержание CO в продуктах сгорания не превышало 0,1%.

Продукты сгорания при биологической пробе по методу этиолированных проростков, проведенной в Институте физиологии растений им. К. А. Тимирязева АН СССР, не обнаружили какого-либо вредного действия на растения и, по заключению Института, «не содержат даже незначительных количеств вредных примесей».

Продукты сгорания успешно использовали в качестве углекислотного удобрения в теплицах, поддерживая концентрацию CO_2 около 0,2%. В этих условиях содержание CO в атмосфере теплиц было менее допустимого по санитарным нормам.

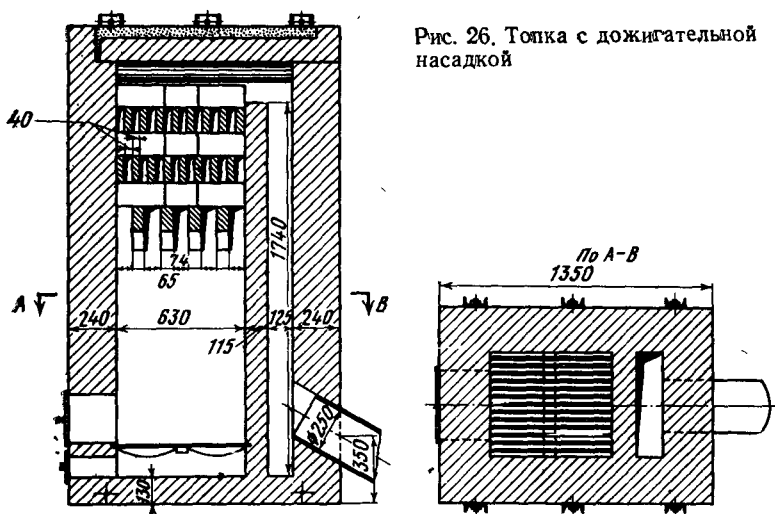


Рис. 26. Топка с дожигательной насадкой

Применение дожигательных огнеупорных насадок, по мнению автора, весьма целесообразно в печах и топках отопительных и промышленных котлов, работающих на твердом топливе и других видах горючего.

Эффективность применения развитых огнеупорных поверхностей при сжигании газообразного топлива изложено в книгах «Поверхностное беспламенное горение», «Газ и его применение в народном хозяйстве».

Комплексное использование твердого топлива

В 1975 г. добыто около 180 млн. т каменного угля для коксования. В качестве попутных продуктов были получены коксовый газ и смола при переработке которой можно получить до 200 ценных химических продуктов.

Пока полукоксование угля с получением бездымного полукокса, первичной смолы и газа осуществляется в малой степени. Полукоксованию подвергают лишь около 0,5% добываемого угля. При полукоксовании брикетов, изготовленных из топливной мелочи с введением дешевых катализаторов, можно получить ценное бытовое топливо.

Большое народнохозяйственное значение имеет использование минеральной массы твердого топлива. При добыче более 700 млн. т угля в год и средней зольности 20% образуется около 150 млн. т золы в год, скапливающейся в отвалах и загрязняющей территорию. Около 20 млн. т золы образуется на электростанциях, работающих на сланцах. Миллионами тонн исчисляется также количество золы топливного торфа. Зола ископаемых углей состоит в основном из окислов кремния, алюминия, железа, кальция и магния. Соотношение этих окислов в золе очень различно. Так, в состав золы, образующейся на шести тепловых электростанциях, входит от 35 до 80% SiO_2 , от 4 до 26% Al_2O_3 , от 7 до 20% окислов железа от 1 до 25% CaO , от 1 до 5% MgO , около 1% K_2O и др. [212].

В зависимости от состава золы возможны различные пути ее использования. Золу можно применять для производства цемента, стеновых строительных материалов, легких пористых заполнителей, известково-кремнеземистой теплоизоляции, дорожных покрытий, для известкования кислых почв и других целей.

Пока эти ресурсы используются в ничтожной степени. Особенно большую ценность представляет мелкодисперсная летучая зола, улав-

ливаемая электрофильтрами для очистки дымовых газов. Применение в большом масштабе золы и шлаков позволит значительно повысить эффективность использования угля и сланцев на электростанциях и кокса в металлургии [213, 214].

Неиспользуемые ресурсы топлива

Несмотря на огромную потребность в топливе, многие ресурсы горючего пока не используются или используются далеко не полностью. В некоторых случаях их сжигают без использования тепла, при этом загрязняется воздушный бассейн продуктами неполного сгорания.

Утилизация горючих материалов, не полностью используемых в настоящее время, требует преодоления определенных трудностей, однако является делом большой государственной важности, позволяя включить в топливный баланс страны дополнительные ресурсы и устранить загрязнение окружающей среды.

Особенно важно обеспечить применение неиспользуемых горючих материалов, скопляющихся в промышленных районах, так как при этом можно сэкономить материальные ресурсы и труд, затрачиваемые не только на разведку месторождений топлива и его добычу, но и на транспортировку горючего в некоторых случаях на большие расстояния.

Много горючих отходов образуется в процессе заготовки древесины. При распиловке древесины получают от 6 до 30% отходов, которые не всегда используются. Целлюлозно-бумажная промышленность может использовать в качестве топлива до 2 млн. т в год отжатый коры влажностью 55% с теплотой сгорания около 1700 ккал/кг и сэкономить таким путем около 0,5 млн. т у. т. в год.

Древесные отходы, скопляющиеся на предприятиях, можно сжигать в топках паровых котлов с высокой эффективностью. Так, на одной из бумажных фабрик в топке парового котла, оборудованной цепной решеткой, сжигают 9 т коры в час. Генерируемый перегретый пар используют в турбине, а отработанный пар применяют в сушильной установке. При круглосуточной работе котла на коре достигается экономия более 10 000 т у. т. в год.

При реконструкции городов приходится сносить некоторые строения. При этом деревянные перекрытия и полы, т. е. сухую древесину, часто сжигают на месте без использования тепла.

В странах Западной Европы на душу населения скопляется около 300 кг, а в США — 600 кг отходов в год. Количество органических материалов, содержащихся в промышленных и городских отходах США в 1974 г., оценивается приблизительно в 1 млрд. т. Потенциальное тепло этих отходов оценивается в 400 млн. т у. т., что соответствует около 20% суммарного потребления топлива в стране.

В Балтиморе (США) городские отходы сжигают в котельной установке паропроизводительностью 100 т в час. В районе Бостона сооружена станция, работающая на отходах, собираемых в десяти городах. Экономия условного топлива оценивается в 300 т в сутки.

В Нью-Йорке намечено сжигать городские отходы на двух электростанциях.

В городских отходах Лондона содержится около 38% горючих. Количество отходов в Большом Лондоне составляет около 2,4 млн. т в год, что эквивалентно по теплу почти 1 млн. т у. т.

Для обеспечения полноты сгорания и устранения неприятного запаха дымовых газов отходы во многих городах сжигают совместно с природным газом, жидким топливом или каменным углем. Присадка к отходам этих видов топлива составляет 10—20% по теплу. Следовательно, каждая калория газа или мазута, сжигаемого совместно с отхо-

дами, вовлекает в топливный баланс несколько калорий отбросного тепла.

Разработаны также методы переработки городских отходов с получением газообразного и жидкого топлива.

В СССР в городах с населением более 500 тыс. проживает около 45 млн. человек, а в городах с населением от 100 до 500 тыс. — более 43 млн. человек. При сжигании в топках котлов в среднем 100—150 кг отходов на одного жителя в год, что эквивалентно примерно 40 кг у. т., количество вовлекаемого в топливный баланс горючего составит более 3 млн. т у. т. в год.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Народнохозяйственная эффективность использования жидкого топлива в большой степени зависит от доли нефти, извлекаемой из месторождений. В США из месторождений извлекают лишь около трети содержащейся в них нефти, в СССР — около половины. В гл. XIX рассмотрены методы повышения нефтеотдачи из пластов, существенно снижающие капиталовложения на геологоразведочные работы и обустройство промыслов в пересчете на тонну добываемой нефти.

Значительное увеличение нефтеотдачи может быть достигнуто при закачке углекислого газа, хорошо растворимого в нефти и снижающего ее вязкость.

По мнению автора, дополнительные возможности увеличения нефтеотдачи и более полного использования природных ресурсов жидкого топлива возникают при создании комплексов, включающих нефтяные промыслы и предприятия строительных материалов.

При производстве одного из наиболее распространенных строительных материалов — извести в процессе обжига CaCO_3 выделяется около 800 кг углекислого газа на тонну извести, причем содержание CO_2 в газах известково-обжигательных печей составляет до 40% (объемн.) или 60% (по массе).

Для обжига известняка можно применить попутный нефтепромысловый газ, который используется пока далеко не полностью, или любой другой вид нефтяного топлива. Известь же может быть использована для обустройства промыслов, при строительстве в прилегающих районах и для известкования кислых почв. Потери нефти и нефтепродуктов неразрывно связаны с загрязнением окружающей среды. Поэтому, как и в ряде ранее рассмотренных случаев, резкое сокращение потерь позволяет решить две задачи — повысить эффективность использования топлива и защитить воздушный и водный бассейны от загрязнения.

Потери углеводородного топлива на нефтеперерабатывающих заводах страны снизились с 1966 по 1975 г. с 2,5 до 1,5%, при этом на некоторых заводах потери составляют лишь 0,7%, а на других превышают 3% количества перерабатываемой нефти. Важное значение имеет дальнейшее снижение этих потерь до 0,5% по отрасли [216].

При хранении в резервуарах нефти и нефтепродуктов большие потери происходят вследствие испарения легких углеводородов. Их можно снизить на 80—90%, применяя уплотняющие понтоны. Окраска резервуаров алюминиевой пудрой позволяет снизить потери хранимых нефтепродуктов на 30%.

На нефтеперерабатывающих заводах из-за недостаточной ритмичности технологического процесса в единицу времени образуется неодинаковое количество углеводородных газов. Раньше избыток газа сжигали в заводских факелах. При нарушениях технологического процесса в факелы сбрасывали также пары углеводородов и газовый конденсат.

Сжигание в факелах обуславливало до 10% суммарных потерь топлива на нефтеперерабатывающих заводах. В промышленности проведены большие работы по ликвидации факелов. Предприятия оснащены газгольдерами емкостью 1,5—2 тыс. м³ на 1 млн. т перерабатываемой нефти в год и компрессорами для подачи газа на переработку или сжигание в котлах. Производительность компрессоров составляет около 600 м³/ч на 1 млн. т нефти. В результате сбора и использования газа на Волжском заводе количество сжигаемого в факелах газа уменьшилось с 4000 т в месяц до 20 т в 1974 г. [216]. Срок окупаемости этих работ около 1,3 года.

Особенно сильно загрязняется воздушный бассейн при утечке газа, содержащего сероводород, так как токсичность H₂S очень велика. Сжигание в факелах газа, содержащего H₂S, помимо потери топлива, связано с загрязнением воздушного бассейна сернистым газом, токсичность которого хотя меньше, чем у сероводорода, но значительно больше CO. Поэтому необходимо оснащать производство установками для очистки газа от сероводорода с получением элементарной серы.

Для защиты водного бассейна большое значение имеет создание и правильная эксплуатация очистных сооружений, включающих нефтеловушки, пруды-усреднители, кварцевые фильтры. Так, только на одном нефтеперерабатывающем заводе в 1974 г. из очистных сооружений было уловлено и направлено на переработку около 170 тыс. т нефтепродуктов [216].

При транспортировке нефти и мазута речным флотом образуется значительное количество топлива с повышенной влажностью и так называемые подсланевые воды, содержащие значительное количество нефтяного топлива.

В судоводное время в крупных волжских речных портах собирается до 30 тыс. м³ посланевых вод в сутки. Сброс их в реку совершенно недопустим, а переработка с целью выделения жидкого топлива представляет определенные трудности. В связи с этим важно отметить, что жаропроизводительность нефтяного топлива при увеличении содержания влаги снижается гораздо в меньшей степени, чем его теплота сгорания.

Так, при содержании в мазуте 50% влаги ее низшая теплота сгорания снижается более чем в 2 раза — с 9700 до 4500 ккал/кг, а жаропроизводительность лишь на 15% — с 2130 до 1800 °C. Даже при содержании 70% влаги жаропроизводительность мазута соответствует жаропроизводительности фрезерного торфа или доменного газа. Поэтому можно сжигать весьма обводненный мазут в котельных установках при условии обеспечения равномерного распределения влаги по его массе.

В 1976 г. узаконено, что все суда на Черном и Азовском морях должны быть снабжены оборудованием для сбора и очистки нефтесодержащих вод.

Огромное значение для повышения эффективности использования жидкого топлива имеет предусмотренное в «Основных направлениях развития народного хозяйства на 1976—1980 годы» увеличение производства высокооктановых бензинов, малосернистых дизельных и авиационных видов топлива, расширение выпуска и ассортимента нефтехимического сырья [9].

Повышение октанового числа бензина позволяет наряду с повышением эффективности его использования в двигателях отказаться от присадки тетраэтилсвинца, загрязняющего воздушный бассейн крайне вредной окисью свинца, содержание которой в атмосферном воздухе в пересчете на свинец должно быть менее 7 мг на 10 тыс. м³.

Снижение содержания серы в дизельном топливе повышает срок службы двигателей и уменьшает загрязнение воздушного бассейна сернистым газом.

ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

Газ можно использовать двумя существенно различными путями. Первый путь — это сжигание газа в установках, предназначенных для работы на любом виде топлива. Более того, многие установки, например котельные электростанций и промышленных предприятий, рассматриваются как буферные потребители, работающие на газе в летние месяцы и переключаемые на другие виды топлива зимой, когда возрастает потребность в газе для бытовых и коммунальных целей.

В этих условиях не представляется возможным использовать в должной степени преимущества ценного газообразного топлива и применить прогрессивные топливоиспользующие установки. При сжигании газа в неспециализированных установках, которые могут быть по первому требованию переведены на другой вид топлива, достигается сравнительно незначительная экономия тепла в основном вследствие устранения потерь из-за механической неполноты горения и некоторого снижения потерь от химического недожога и уменьшения коэффициента избытка воздуха.

Само собой разумеется, что капиталовложения, необходимые для сооружения установок, работающих на газе большую часть года, но переводимых хотя бы на короткий срок на другой вид топлива, в особенности на уголь, остаются такими же, как и для установок, работающих круглый год на твердом топливе.

Предусмотренное «Основными направлениями развития народного хозяйства на десятую пятилетку» увеличение числа магистралей, по которым газ поступает в центральные районы страны, сооружение мощных подземных газохранилищ в основных газопотребляющих районах, создание единой газовой системы резко повысят надежность газоснабжения и позволят осуществить второй путь использования газа — применять в большом масштабе прогрессивные и апробированные в промышленности компактные, малометаллоемкие установки, работающие с высоким КПД и минимальным загрязнением воздушного бассейна. В этих условиях газ можно использовать значительно эффективнее других видов топлива, в особенности в технологических установках.

Повышение эффективности применения газообразного топлива

Рассмотрим некоторые возможности повышения эффективности использования газа.

Применение топок беспламенного горения, работающих с тепловым напряжением на порядок большим, чем факельные топки, в сочетании с интенсивным излучением от раскаленных поверхностей огнеупоров и обеспечением полноты сгорания при минимальном избытке воздуха позволяет создать прогрессивные технологические и комплексные установки.

Расширение областей применения технологических установок, работающих с прямым использованием чистых продуктов сгорания без дорогих промежуточных теплоносителей — электроэнергии и пара, — может резко повысить эффективность использования газа в технологии.

Создание промышленных энерготехнологических установок [218—232]. Газ в промышленных котлах часто используют недостаточно эффективно, что сопровождается большими потерями тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания. При надежном обеспечении предприятий газом представляется возможным создать комплексные высокоэффективные энерготехнологические установки, в которых:

- 1) газ сжигают в топках беспламенного горения;
- 2) продукты сгорания пропускают через плотноупакованные тепловоспринимающие поверхности нагрева; при этом повышаются скорость потока продуктов сгорания и коэффициент конвективной теплопередачи;
- 3) устраняются металлоемкие хвостовые поверхности нагрева котла, а тепло продуктов сгорания используется в сушильной или другой низкотемпературной технологической установке;
- 4) дальнейшее использование тепла осуществляется в контактном экономайзере с применением для нагрева воды, помимо перепада температур, также скрытой теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания в количестве 2 м³ на 1 м³ природного газа;
- 5) при рециркуляции части образующегося конденсата можно получить весьма чистую «синтетическую воду», образующуюся при сгорании водорода, содержащегося в метане, и пригодную для подпитки котлов и тонкой химической технологии [232].

Комплексное (ступенчатое) использование тепла продуктов сгорания природного газа в высоко- и низкотемпературных технологических установках позволяет устранить расход топлива в низкотемпературной установке, а капитальные вложения сводятся лишь к затратам на подвод продуктов сгорания из одной установки в другую.

Перевод сушильных установок двух заводов строительных материалов в г. Горьком на отопление отбросными продуктами сгорания, отводимыми из технологических печей, дает экономию около 8 млн. м³ природного газа в год. Установки бесперебойно работают более 10 лет, а капиталовложения окупилась за 3 мес. [225].

Эффективность использования газа можно еще более повысить, если отводимые из сушильной установки продукты сгорания, смешанные с паром, образовавшимся в процессе сушки, направить в контактный экономайзер. В этом случае можно устранить или сократить расход топлива на нагрев технологической воды.

При проектировании технологических установок и в процессе реконструкций предприятий важно предусмотреть размещение газопользующих установок, позволяющее комплексно использовать тепло.

Комплексное использование топлива в газотурбинно-технологических установках, работающих на газообразном или жидком топливе, позволяет устранить промежуточный теплоноситель — водяной пар, не сооружать котлы и паровые турбины и создать компактные установки для обеспечения энергией технологических процессов и сельскохозяйственного производства. Однако эффективность применения газотурбинных установок недостаточно велика вследствие низкого КПД. Он обусловлен необходимостью сильного разбавления продуктов сгорания воздухом с тем, чтобы снизить их температуру до уровня, не превышающего 800 °С, при которой могут работать лопатки турбин, и отводом большого объема продуктов сгорания с температурой около 400 °С.

Потери тепла с уходящими газами составляют в этих условиях около 80%, а КПД лишь около 20%. Однако положение вещей коренным образом меняется, если рассматривать теплосодержание продуктов сгорания не как потери, а как источник располагаемого тепла. Компактную газовую турбину можно разместить вблизи от технологических установок и направить чистые продукты полного сгорания природного газа, отводимые из газотурбинной установки, в сушилки или низкотемпературные печи. Эффективность использования топлива может возрасти в этих условиях в несколько раз при ничтожных затратах, требуе-

мых лишь для подсоединения потребителей тепла к газотурбинной установке.

В связи с увеличением стоимости топлива за рубежом также отмечается стремление к использованию располагаемого тепла газотурбинных установок. Так, на кирпичном заводе в США газовую турбину мощностью 1000 кВт применяют для привода электрогенераторов, обеспечивающих потребность завода в электроэнергии. Располагаемое тепло продуктов сгорания, отводимых из газотурбинной установки в количестве около 4 млн. ккал/ч, используют для сушки глины.

Во Флориде продукты сгорания из газотурбинной установки мощностью 300 кВт направляют для сушки сена. Температуру продуктов сгорания, поступающих в сушилку, снижают до 190 °С, смешивая с воздухом. Комплексное использование тепла позволило снизить производственные расходы на 70 %.

В Великобритании газ, получаемый в установке для очистки сточных вод и состоящий из 65 % CH_4 и 35 % CO_2 , сжигают в камерах горения газовых турбин, установленных для привода электрогенераторов. Располагаемое тепло продуктов сгорания, отводимых из газотурбинной установки, используют для нагрева воды.

Особенно высокую эффективность можно обеспечить при размещении за сушильной установкой контактного экономайзера и нагреве воды для технологии или сельскохозяйственного производства с использованием теплоты конденсации пара, содержащегося в продуктах сгорания.

Теплофикационные газотурбинные установки. В этих установках газовые турбины применяют для привода электрогенераторов, а располагаемое тепло уходящих газов используют в паровых или водогрейных котлах, обслуживающих технологические установки или обеспечивающих теплом системы отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха. Подобного рода комплексные установки применяют для надежного обеспечения электроэнергией и теплом предприятий, административных и жилых зданий, школ и больниц. Однако создание установок, включающих паровые или водогрейные котлы, требует существенно больших капиталовложений по сравнению с устройствами, в которых тепло продуктов сгорания используют путем непосредственного контакта с высушиваемым или нагреваемым материалом. Ряд таких установок описан в книге «Газ и его применение в народном хозяйстве».

Предотвращение загрязнения воздушного бассейна

При сжигании природного газа и других видов газообразного топлива, не содержащих серы, воздух не загрязняется твердыми частицами и окислами серы, однако может происходить выброс продуктов неполного сгорания и окислов азота.

Степень загрязнения воздуха окисью углерода и другими продуктами неполного сгорания, в том числе канцерогенным бензпиреном, в большой степени зависит от метода сжигания газа.

Если при сжигании образуется оветящееся пламя, обусловленное содержанием в зоне горения раскаленных частиц сажи, излучение от факела повышается, но затрудняется получение продуктов сгорания, не содержащих вредных компонентов.

Для обеспечения полноты сгорания газозоудные смеси часто сжигают при высокой температуре, так как при этом повышается скорость процесса горения.

Однако в этих условиях наряду с метаном и другими углеводородами начинает окисляться также и азот, содержащийся в топливе и в воздухе, с образованием вредных для здоровья окислов.

Данные о токсичности окиси углерода и окислов азота показывают, что вредное воздействие NO_x на порядок больше, чем CO . Поэтому допустимое содержание NO_x в атмосферном воздухе значительно меньше, чем CO .

Для получения весьма чистых продуктов сгорания, не загрязняющих воздушный бассейн, необходимо стремиться к тому, чтобы создать условия, обеспечивающие полноту сгорания газа, но не приводящие к окислению азота.

Окисление молекулярного азота — процесс сильно эндотермический, протекающий лишь при высокой температуре. Многочисленные исследования содержания окислов азота в продуктах сгорания показали, что при сжигании топлива с высокими тепловыми напряжениями возрастает загрязнение воздушного бассейна окислами азота.

Так, А. К. Внуков с сотрудниками установили, что содержание окислов азота в продуктах сгорания природного газа при нагрузке котла ТП-230, равной 145 т, составляет 415 мг/м^3 , а при увеличении нагрузки до 230 т оно возросло до 540 мг/м^3 [238]. Аналогичные зависимости получены в цитируемой работе и при сжигании мазута. Содержание окислов азота изменилось с 590 до 690 мг/м^3 при увеличении нагрузки котла ТП-87 с 340 до 390 т пара в час.

В соответствии с этим часто предлагают уменьшить содержание токсичных окислов азота в продуктах сгорания, снижая тепловые нагрузки топок.

По мнению автора, такая точка зрения нуждается в коррективах, так как процесс окисления азота идет с малой скоростью и концентрация его окислов в продуктах сгорания не достигает уровня, возможного на основе равновесия обратимых газовых реакций.

В соответствии с этим, чтобы не приблизиться к расчетному уровню концентрации окислов азота, необходимо стремиться к уменьшению времени пребывания реагирующих газов в зоне высоких температур, т. е. не снижать, а всемерно повышать тепловое напряжение топок и печей. Естественно, что интенсификация топочного процесса является весьма важным элементом повышения эффективности работы топливоиспользующих установок.

Наблюдаемая зависимость концентрации окислов азота в продуктах сгорания от теплового напряжения топок объясняется, по мнению автора, тем, что при повышении теплового напряжения уменьшается степень отвода тепла и соответственно возрастает температура, стимулирующая образование окислов азота.

Следовательно, чтобы уменьшить образование окислов азота, следует интенсифицировать топочный процесс, но не повышая температуру в топках, а другими путями.

Сжигание топлива при поддержании в топках более низкой температуры может обусловить соответствующее снижение теплового напряжения топочных экранов, в которых генерируется значительная часть пара. В соответствии с этим важно применить методы поддержания высоких тепловых напряжений топок и поверхностей нагрева при пониженной температуре в топках.

Автор предложил использовать для подавления образования окислов азота топку беспламенного горения с горелками полного предварительного смешения. Газовоздушную смесь сжигают в слое дробленого огнеупора, в котором размещены тепловоспринимающие поверхности, снижающие температуру в топке путем интенсивного отбора тепла.

На рис. 27 показан экспериментальный котел, созданный в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского АН СССР (М. Б. Равич, В. А. Спейшер). Воздух, нагнетаемый вентилятором, инжектирует газ, поступающий в смеситель. Газовоздушная смесь по трубе длиной 500 мм подается в семиканальную шамотную горелку.

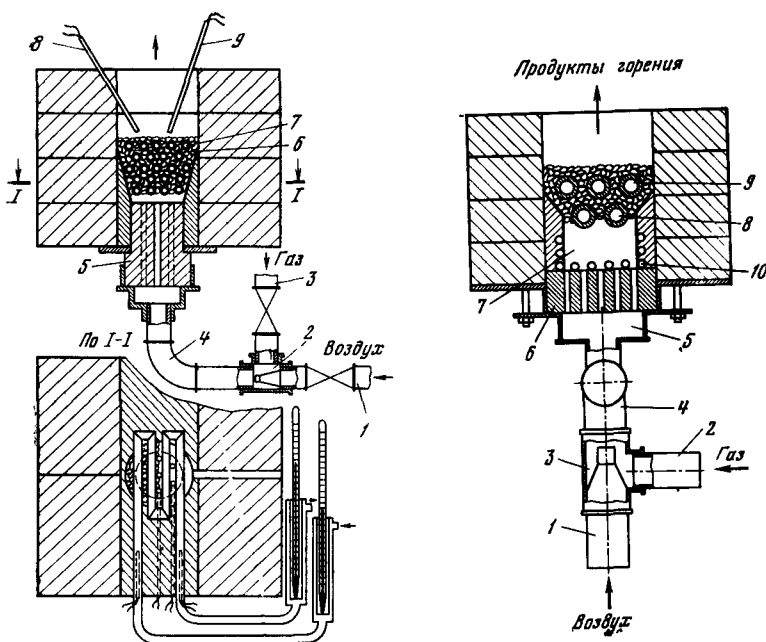


Рис. 27. Экспериментальный пятизмеевиковый котел беспламенного горения
1 — подача воздуха; 2 — смеситель; 3 — подача газа; 4 — газозовоздушная смесь; 5 — шамотная горелка; 6 — слой огнеупора; 7 — змеевик; 8, 9 — термопары.

Рис. 28. Экспериментальный укрупненный котел беспламенного горения

Над горелкой находится слой дробленого шамота высотой 115 мм (размер кусков от 4 до 8 мм). В слое шамота размещены теплопринимающие змеевики из труб внешним диаметром 11 мм. Число змеевиков варьировалось от 1 до 5. Высота слоя шамота при размещении в нем одного змеевика равна 40 мм, трех змеевиков 60 мм и пяти 115 мм.

Температуру продуктов сгорания в слое огнеупора и над его поверхностью замеряют платино-платинородиевыми термопарами с горячим спаем, защищенным тонким слоем фарфора от контакта с продуктами неполного сгорания. Для отбора продуктов сгорания служат охлаждаемые водой газозаборные трубки.

При работе однозмеевикового котла с минимальной теплопроизводительностью горелки 2500 ккал/ч температура продуктов сгорания над змеевиком составляла около 500 °С. Тепловое напряжение объема топki около 12 млн. ккал/(м³·ч), тепловое напряжение поверхности нагрева змеевика 120 тыс. ккал/(м²·ч).

При максимальной тепловой нагрузке горелки 18 тыс. ккал/ч температура продуктов сгорания составляла 1200 °С, тепловое напряжение топki около 90 млн. ккал/(м³·ч), тепловое напряжение поверхности нагрева змеевика 420 тыс. ккал/(м²·ч).

При работе трехзмеевикового котла при теплопроизводительности горелки 15 тыс. ккал/ч тепловое напряжение поверхности нагрева нижнего змеевика составляло 377, среднего 311, верхнего 166, а среднее по змеевикам 285 тыс. ккал/(м²·ч). При этом температура над нижним змеевиком была 1350, над средним 970 и над верхним 780 °С.

При работе пятизмеевикового котла тепловое напряжение первого (нижнего) змеевика составляло 284, второго 177, третьего 90, четвертого 50 и пятого 34 тыс. ккал/(м²·ч).

Среднее тепловое напряжение змеевиков достигало 127 тыс. ккал/(м²·ч), что соответствует паросъему около 200 кг/ч.

При $\alpha=1,04$ во всех случаях наблюдалась полнота сгорания газа.

На рис. 28 показан укрупненный экспериментальный котел, созданный в институте им. Г. М. Кржижановского.

Воздух поступает по трубе 1 под давлением 300—350 мм в. ст. и инжектирует газ, поступающий под давлением 220 мм в. ст. по трубе 2 в смеситель 3. Газовоздушная смесь по смесительному трубопроводу 4 длиной 650 мм подводится в распределительную камеру 5 и затем в сопла 90-канальной радиационной беспламенной горелки 6. Длина горелки 346 мм, ширина 170 мм и высота 65 мм. Диаметр каналов для прохода газовоздушной смеси 6—8 мм.

Скорость потока газовоздушной смеси в каналах огнеупорного блока варьировалась от 6,6 до 11 м/сек в зависимости от теплопроизводительности горелки (в пересчете на объем газовоздушной смеси при температуре 20 °С).

Газовоздушная смесь сгорает на выходе из огнеупорного блока в камере 7.

Над огнеупорной горелкой на расстоянии 65 мм смонтирован тепловоспринимающий змеевик 8 из труб диаметром 25 мм. Второй змеевик 9 того же диаметра размещен на расстоянии 44 мм от первого. Пространство между змеевиками заполнено кусками дробленого шамота размером 10—18 мм. Высота слоя шамота 70 мм. Боковые камеры сгорания экранированы змеевиком 10 из труб диаметром 11 мм. Поверхность нагрева змеевика 8 составляла 0,08 м², змеевика 9 — 0,12 м² и змеевика 10 — 0,13 м².

Тепловая нагрузка горелки изменялась от 58 до 110 тыс. ккал/ч. Тепловое напряжение всего объема топки, включая и объем, занимаемый змеевиками, достигало 15 млн. ккал/(м³·ч), а объема за вычетом труб змеевика 20 млн. ккал/(м³·ч). Тепловое напряжение нижнего змеевика 8 составляло 290 тыс. ккал/(м²·ч), верхнего змеевика 9 — более 170 и малого змеевика 10 — около 100 тыс. ккал/(м²·ч).

При $\alpha=1,05$ обеспечивалась полнота сгорания газа.

Была установлена также возможность устойчивого сжигания сильно разбавленных газовоздушных смесей с теплотой сгорания 500 ккал/м³, что соответствует теплоте сгорания газовоздушной смеси при сжигании доменного газа и в 1,5 раза меньше теплоты сгорания стехиометрической смеси природного газа и воздуха. Это показывает возможность сжигания по данному методу газовоздушных смесей с позонным подводом воздуха или с рециркуляцией продуктов сгорания.

Для проверки этого предложения Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина и Мосгазпроект создали и исследовали установку теплопроизводительностью 150 000 ккал/ч, соответствующую по мощности водогрейным котлам К4, Универсал 6, МЗК-4. Было проведено 310 испытаний установки производительностью около 4—5 ч каждое.

Работу установки изучали по трем вариантам:

1. Газ сжигали в неохлаждаемом водой слое дробленого огнеупора высотой 140 мм из кусков размером от 8 до 20 мм.
2. Слой дробленого огнеупора охлаждали, размещая в нем тепловоспринимающий змеевик.
3. Дополнительно охлаждали слой огнеупора путем рециркуляции продуктов сгорания.

По первому варианту было приведено 90 испытаний.

Тепловое напряжение топки поддерживали на уровне от 2 до 8 млн. ккал/(м³·ч). При сжигании газа с коэффициентом избытка воздуха 1,01—1,02 в продуктах сгорания содержалось от 90 до 106 частей на миллион окислов азота в пересчете на NO₂.

При испытании по второму варианту в слое дробленого огнеупора был размещен охлаждаемый водой змеевик длиной 2600 мм и диаметром 21 мм. Объем змеевика составил около 9% объема слоя огнеупора. Было проведено 80 испытаний.

Тепловое напряжение топки поддерживали на уровне от 6 до 10 млн. ккал/(м³·ч). При сжигании газа с коэффициентом избытка воздуха 1,02 содержание окислов азота было снижено примерно в 2 раза по сравнению с первой серией опытов.

При испытаниях по третьему варианту к воздуху, подаваемому в горелку, добавляли отводимые из установки продукты сгорания с температурой 170°C. Осуществляли рециркуляцию 12%, а также 24 и 27% продуктов сгорания. Расчетная температура горения природного газа, сжигаемого с коэффициентом избытка воздуха 1,03, составляет при работе без рециркуляции 1890°C, с рециркуляцией 12% продуктов сгорания 1770°C, 24% — 1630°C и 27% — 1610°C.

При работе по третьему варианту было проведено 140 испытаний. Тепловое напряжение топки составляло 7,5 млн. ккал/(м³·ч). Полнота сгорания достигалась при $\alpha=1,03$. Сочетание рециркуляции продуктов сгорания с охлаждающим змеевиком позволило довести содержание окислов азота в продуктах сгорания до 16 частей на миллион (около 30 мг на 1 м³), т. е. до величины примерно в 7 раз более низкой, чем при сжигании газозооной смеси в неохлаждаемом слое огнеупора и еще в большей степени по сравнению с действующими котлами.

Установка работала на всех исследованных режимах вполне устойчиво. Окись углерода в продуктах сгорания или отсутствовала, или присутствовала в количестве, не превышающем 0,01—0,04%. Продукты сгорания не содержали также СН₄.

В змеевике, размещенном в слое раскаленного огнеупора, вода нагревалась с 15—18 до 90°C. При этом количество воспринимаемого змеевиком тепла составляло от 35 до 39% потенциального тепла сжигаемого газа. Тепловое напряжение поверхности нагрева змеевика составляло от 190 до 270 тыс. ккал/(м²·ч) и примерно в 10 раз превышало тепловое напряжение поверхностей нагрева перечисленных выше водогрейных котлов.

На основе полученных результатов можно создать новые виды прогрессивного газоиспользующего оборудования, работающего с высокой эффективностью и практически не загрязняющего воздушный бассейн вредными выбросами:

1. Водогрейный котел — с увеличенным числом змеевиков в слое и размещением плотноупакованных змеевиков над слоем. Котел может работать в сочетании с контактным экономайзером с КПД около 90% по отношению к высшей теплоте сгорания газа (нестандартная методика подсчета) и кажущимся КПД выше 100% при подсчете по стандартной методике по отношению к низшей теплоте сгорания природного газа. При этом в змеевиках котла можно отдельно нагревать воду и высококипящий органический теплоноситель.

2. Паровой котел беспламенного горения. В сочетании с контактным экономайзером можно создать малометаллоемкий агрегат, работающий с кажущимся КПД выше 100%.

3. Технологическая печь для нагрева нефти, нефтепродуктов и других жидкостей в змеевиках, размещенных над слоем и в верхней части слоя и с отбором высокопотенциального тепла из нижней зоны слоя для генерирования пара или нагрева воды.

4. Комплексная технологическая установка — с нагревом высококипящего органического теплоносителя в нижней зоне агрегата и нефти, или нефтепродуктов в верхних змеевиках. Нагретый высококипящий органический теплоноситель предназначен для обогрева технологических аппаратов с возвратом для догрева в нижние змеевики агрегата.

5. Топка со слоем каталитически активного материала, обеспечивающего возможность сжигания газа при низкой температуре, полностью исключает образование окислов азота, загрязняющих воздушный бассейн [107, 149]. Топку можно сочетать с водогрейными котлами, воздушными калориферами, сушилками или другими потребителями низкопотенциального тепла и контактными экономайзерами.

6. Котел-генератор содержащих углекислоту газов — для применения в установках длительного хранения пищевых продуктов, в тепличных хозяйствах, сушильных и других технологических установках.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ

Эффективность использования природного и сжиженного газов, а также других видов бессернистого топлива — метанола, дров, сельскохозяйственных отходов — можно повысить, применяя продукты сгорания в качестве источника углекислоты.

В продуктах сгорания природного газа на уровне его добычи в 1980 г. будет содержаться около 400 млрд. м³ или почти 800 млн. т углекислого газа, выпускаемого в атмосферу. Применение прогрессивных топок, позволяющих получить чистые продукты сгорания, не содержащие окиси углерода, углеводородов, сажи и окислов азота, открывает широкие возможности для использования продуктов сгорания природного газа в качестве источника углекислоты в народном хозяйстве с созданием безотходного производства.

Рассмотрим некоторые возможности использования продуктов сгорания в качестве источника углекислоты и в виде инертных газов.

1. Углекислотное удобрение. Использование продуктов беспламенного горения газообразного топлива с целью повышения примерно на порядок содержания углекислого газа в теплицах и доведением концентрации CO₂ с 0,03% в воздухе до 0,3% в атмосфере установок защищенного грунта было предложено автором 40 лет назад в 1936 г. [233, 234]. Работы, проведенные в этом направлении Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского и Институтом физиологии растений им. К. А. Тимирязева АН СССР, подтвердили высокую эффективность метода [235]. Достигается ускорение развития растений, обеспечивается возможность получения ранних овощей, увеличивается сбор зеленой массы и цветов.

Углекислотное удобрение получило широкое распространение в СССР и за рубежом. В зимних условиях оно осуществляется совместно с электросветокультурой. В целях дальнейшего повышения эффективности метода желательно применять газосветокультуру, т. е. газовые светильники, и комплексно использовать газ для освещения, обогрева и углекислотного удобрения.

Следует отметить, что в ранее проводимых работах тщательно контролировалась полнота сгорания газа, но не рассматривался вопрос о содержании в продуктах сгорания окислов азота. Применение установок, обеспечивающих подавление образования окислов азота, несомненно должно повысить эффективность использования продуктов сгорания в качестве углекислотного удобрения и для других целей.

Значительный интерес представляет углекислотное удобрение в условиях гидропоники, т. е. выращивания растений не в почве, а в водных растворах. Большую ценность для сельского хозяйства представляет хлорелла — водоросль с высоким содержанием белковых веществ, применяемая в качестве корма для скота. Выращивание хлореллы можно организовать в прудах, подпитываемых теплой водой, сливаемой тепловыми электростанциями, с применением продуктов сгорания для углекислотной подкормки растений.

2. Среда для хранения скоропортящихся продуктов. Порчу мяса, рыбы, яиц можно предотвратить при их хранении в атмосфере продуктов беспламенного горения, содержащих минимальное количество O_2 [235].

Для хранения зерна, овощей и фруктов также используют продукты сгорания, содержащие кислород, т. е. получаемые сжиганием газа в установках поверхностного горения с избытком воздуха.

3. Газы с высоким содержанием CO_2 . Газы с высокой концентрацией CO_2 для производства сухого льда и жидкой углекислоты, сварки в атмосфере CO_2 , закачки CO_2 в нефтяные пласты и других целей можно получить, сжигая газообразное топливо в известково-обжигательных печах. Содержание CO_2 в уходящих газах повышается до 40% вследствие выделения его в процессе декарбонизации обжигаемого известняка.

Инертные газы. Для продувки взрывоопасной аппаратуры, нефтепродуктов и газопроводов, а также для создания газовой подушки, предохраняющей нефтепродукты от испарения, и замены азота и углекислоты, используемых в качестве инертных газов, можно применять продукты полного сгорания газа, полученные в условиях работы с минимальным избытком воздуха.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кириллин В. А. Энергетика — проблемы и перспективы. — «Коммунист». 1975, № 1, с. 43—51.
2. Кириллин В. А. Энергетика, современное состояние и перспективы. — «Природа», 1975, № 3, с. 3—8.
3. План электрификации РСФСР. Доклад Восьмому Съезду советов Государственной комиссии по электрификации России. Госполитиздат, 1955.
4. Народное хозяйство СССР в 1974 г. Статистический ежегодник. М., «Статистика», 1975.
5. Брежнев Л. И. Отчетный доклад Центрального Комитета КПСС XXIV съезду Коммунистической партии Советского Союза. Материалы XXIV съезда КПСС М., Политиздат, 1971.
6. Директивы XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 годы. Материалы XXIV съезда КПСС. М., Политиздат, 1971.
7. Брежнев Л. И. Отчет Центрального Комитета КПСС и очередные задачи партии в области внутренней и внешней политики. — «Коммунист», 1976, № 3.
8. Косыгин А. Н. Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы. — «Правда», 1976, 2 марта.
9. Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы. — «Правда», 1976, 7 марта.
10. Кириллин В. А. Научно-техническая революция и проблемы энергетики. — «Наука и жизнь», 1974, № 5, с. 5—7.
11. Стырикович М. А. Энергия и топливо: проблемы транспортировки. — «Наука и жизнь», 1974, № 5, с. 13—16.
12. Мельников Н. В. Топливо-энергетические ресурсы СССР. М., «Наука», 1971, с. 62.
13. Мельников Н. В., Некрасов Н. Н., Бренц А. Д., Гальперин В. М. Природный газ в топливно-энергетическом балансе СССР. 11-й Международный газовый конгресс. М., 1970.
14. Быховер Н. А. Экономика минерального сырья. Топливо-энергетическое сырье, руды черных и легирующих металлов. М., «Недра», 1967.
15. Мазовер Я. Перспективы Канско-Ачинского угольного бассейна. — «Плановое хозяйство», 1975, № 6, с. 65—75.
16. Сыркин Я. К., Дяткина М. Е. Химическая связь и строение молекул. М., Госхимиздат, 1947.
17. Паулинг Л. Природа химической связи. М., Госхимиздат, 1953.
18. Schuster F. Laboratoriumsbuch für Untersuchungen fester, flüssiger und gasförmiger Brennstoffe und ihre Auswertung, Bd. 1. Feste und flüssige Stoffe. Halle, 1957.
19. Менделеев Д. И. Основы фабрично-заводской промышленности (1897). — Соч., т. XI. М., Изд-во АН СССР, 1949.
20. Менделеев Д. И. О теплоте горения углей и другого топлива (1897). — Соч., т. XV. М., Изд-во АН СССР, 1949.
21. Strache H., Lant R. Kohlenchemie. Leipzig, 1924.
22. D'Huart K. Zur Entwicklung der Heizwertbestimmung fester Brennstoffe. — «Wärme», 1930, № 17, S. 313—317.
23. Michel R. Berechnung der Verbrennungswärme festen und flüssigen Brennstoffe nach den Wärmewerten ihrer Einzelbestandteile. — «Feuerungstechnik», 1938, Bd. 26, № 9, S. 273—278.
24. Gumz W. Eine neue Heizwertformel für feste Brennstoffe. — «Feuerungstechnik», 1938, № 10, S. 322.
25. Boie W. Beiträge zum feuertechnischen Rechnen. — «Energietechnik», 1953, № 7, S. 309—316; № 8, S. 352—362; № 9, S. 403—409.
26. Boie W. Vom Brennstoff zum Rauchgas. Leipzig, 1957.
27. Lowry H. Chemistry of coal utilization. New York — London, 1945.
28. Steuer W. Allgemeine Formel zur Berechnung des Heizwertes von festen und flüssigen Brennstoffen aus der Elementäranalyse. — Brennstoff-Chemie, 1926, № 22, S. 344—347.

29. *Vondráček R.* Über die Berechnung des Heizwertes von Brennstoffen aus ihrer chemischen Zusammensetzung. — *Brennstoff-Chemie*, 1927, № 8, S. 22—23.
30. *Schuster F.* Die Berechnung des Heizwertes fester Brennstoffe. — «*Glückauf*», 1931, № 6, S. 232—235.
31. *Grummel E., Daveies J.* A new method of calculation the calorific value of a fuel from its ultimate analysis. — «*Fuel*», 1933, p. 199—203.
32. *Sumegi L.* Eine neue Formel zur Berechnung des Heizwertes von Kohlen aus der Ergebnissen der Elementäranalyse. — «*Gas- und Wasserfach*», 1940, № 30, S. 357.
33. *Gutal M.* Sur le pouvoir calorifique de la houille. — «*C. r. Acad. sci.*», 1902, № 9, p. 477—479.
34. *Чижевский Н., Верховцев М.* К вопросу об определении теплотворной способности каменных углей с большим количеством летучих веществ по техническому анализу. — «*Журн. Рус. металлург. о-ва*», 1927, № 1, с. 93—101.
35. *Равич М. Б.* Подсчет теплоты сгорания природных и нефтепромысловых газов. — «*Газовая промышленность*», 1970, № 12, с. 27—29.
36. *Попов М. М.* Термометрия и калориметрия. М., Госхимиздат, 1934.
37. *Равич М. Б.* Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Изд. 5-е. М., «Наука», 1967.
38. *Равич М. Б.* Топливо и эффективность его использования. М., «Наука», 1971.
39. *Равич М. Б.* Максимальное содержание водяного пара в продуктах сгорания газообразного топлива. — «*Газовое дело*», 1964, № 12, с. 42—43.
40. *Равич М. Б.* Методы подсчета коэффициента избытка кислорода при сжигании топлива в атмосфере кислорода и кислородно-азотных смесей. — «*Изв. АН СССР. ОН*», 1956, № 11, с. 141—143.
41. *Вукалович М. П., Кириллин В. А., Ремизов С. А. и др.* Термодинамические свойства газов. М., Машгиз, 1953.
42. *Тепловой расчет котельных агрегатов. (Нормативный метод).* Изд. 2-е. М., «Энергия», 1973.
43. *Менделеев Д. И.* Горючие материалы (1893). — Соч., т. XI. М., Изд-во АН СССР, 1949.
44. *Кнорре Г. Ф.* Тепловые расчеты по газовому анализу. М., Энергоиздат, 1947.
45. *Кнорре Г. Ф.* Топочные процессы. М., Энергоиздат, 1959.
46. *Белоконь Н. И.* Характеристики горючей массы топлива. — В сб.: Вопросы транспортной энергетики (Труды ЦНИЛ МПС). М., № 135, 1957.
47. *Корницкий С. Я.* Приведенные характеристики котельных топлив и их влияние на распределение и размеры поверхностей нагрева котельных агрегатов. — «*Изв. АН СССР. ОН*», 1939, № 1, с. 39—63.
48. *Гурвич А. М.* О расчете продуктов полного сгорания. — «*Изв. АН СССР. ОН*», 1945, № 9, с. 917—926.
49. *Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов.* М., Гостоптехиздат, 1953.
50. *Курнаков Н. С.* О вычислении температур горения. — «*Горный журн.*», 1892, т. 4, № 11, с. 291—316.
51. *Зельдович Я. Б., Полярный А. И.* Расчеты тепловых процессов при высокой температуре. М., изд. Бюро новой техники. Мн-во авиац. пром-сти, 1947.
52. *Ашуров С. А.* Методика определения температуры горения природного и сжиженного газов. — «*Газовая промышленность*», 1968, № 11, с. 32—34.
53. *Равич М. Б.* Расчет располагаемой теплоты продуктов горения газообразного топлива. — «*Докл. АН СССР*», 1952, т. 86, № 4, с. 711—712.
54. *Равич М. Б.* Расчет располагаемой теплоты продуктов горения при сжигании газообразного топлива. — «*Изв. АН СССР. ОН*», 1953, № 6, с. 856—864.
55. *Равич М. Б.* Расчет располагаемой теплоты продуктов горения при сжигании твердого и жидкого топлива. — «*Докл. АН СССР*», 1953, т. 90, № 6, с. 1031—1034.
56. *Пеккер Я. Л.* Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива М., «Энергия», 1966.
57. *Равич М. Б.* Методика подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения. — «*Докл. АН СССР*», 1953, т. 88, № 2, с. 261—264.
58. *Равич М. Б.* Простой метод определения эффективности использования топлива. — «*Вестн. АН СССР*», 1957, № 4, с. 85—87.
59. *Равич М. Б.* Экспресс-метод определения эффективности использования топлива. Доклад на Пятой мировой энергетической конференции в Вене. М., Энергоиздат, 1956.
60. *Ravich M. B.* Rapid method for determining the combustion efficiency of fuels. 5th World Power Conference 1956
61. *Раковский В. Е.* Общая химическая технология торфа. М., Энергоиздат, 1949.
62. *Нормы теплового расчета котельного агрегата.* М., Энергоиздат, 1952.
63. *Мельников Н. В.* Минеральное топливо. М., «Недра», 1966.
64. *Менделеев Д. И.* Уральская железная промышленность в 1899 г. — Соч., т. XII М., Изд-во АН СССР, 1949.
65. *Кухаренко Т. А.* Изменение структуры и свойств гуминовых кислот в углеобразовательном процессе. — В сб.: Генезис твердых горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1955.

66. Кочережко А. Н. О некоторых особенностях горения твердых натуральных топлив. — В сб.: Физика горения. Киев, «Наукова думка», 1966, с. 30—36.
67. Пьяченко Н. И. Торфяники русской лесостепи. М., Изд-во АН СССР, 1958
68. Гурко П. М. Итоги развития торфопредприятий Росторфа Министерства топливной промышленности РСФСР в девятую пятилетку. — «Торфяная промышленность», 1976, № 1, с. 2—4.
69. Ямольский А. Л. Некоторые вопросы развития торфяной промышленности в перспективный период. — «Торфяная промышленность», 1975, № 1, с. 2—6.
70. Энергетические ресурсы СССР. Топливо-энергетические ресурсы М., «Наука», 1968, с. 631.
71. Веселовский В. С. Химическая природа горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1955.
72. Кухаренко Т. А. Химия и генезис ископаемых углей. М., Госгортехиздат, 1960.
73. Жемчужников Ю. А., Гинзбург А. И. Основы петрологии углей. М., Изд-во АН СССР, 1960.
74. Караваев Н. М., Вихман И. А. Лигниты и первичные стадии углеобразования. — В сб.: Генезис твердых горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1959.
75. Равич М. Б. Топливо — хлеб промышленности. М., Изд-во АН СССР, 1961.
76. Гапеев А. А. Твердые горючие ископаемые (каустобиолиты). М., Госгеол издат, 1949.
77. Francis W. Fuels and fuel technology. Oxford — London, 1965.
78. Менделеев Д. И. Будущая сила, покоящаяся на берегах Дона. — Соч., т. XI. М., Изд-во АН СССР, 1949.
79. Молчанов И. И., Некипелов В. Е. Ресурсы углей СССР. — «Химия твердого топлива», 1967, № 5, с. 7—17.
80. Мельников Н. В. Топливо-энергетический баланс СССР и задачи науки. — «Вестн. АН СССР», 1963, № 9.
81. Графов Л. Уголь: заглядывая в будущее. — «Наука и жизнь», 1974, № 5, с. 11.
82. Энергетическое топливо СССР. Под ред. Т. А. Зикеева. М., «Энергия», 1968.
83. Запасы углей и горючих сланцев СССР. М., Госгеол издат, 1958.
84. Равич М. Б. и др. Металлургическое топливо. М., «Металлургия», 1965.
85. Марченко М. Г., Филиппов В. М., Бельволов В. В. Вопросы нормирования качества углей в стандартах по видам потребления. — «Уголь», 1974, № 12, с. 66—71.
86. Страницы истории. — «Уголь», 1975, № 6, с. 76—79
87. Угольная промышленность в 1974 г. — «Уголь», 1975, № 4, с. 69.
88. Семикобыла Г. С. Развитие добычи угля в Красноярском крае. — «Уголь», 1975, № 12, с. 3—6.
89. Оптимизация развития и размещения угледобывающей промышленности. Новосибирск, «Наука», 1975.
90. Мельников Н. В., Виницкий К. Е. Итоги девятой пятилетки в области добычи угля открытым способом. — «Уголь», 1976, № 2, с. 33—43.
91. Соляков В. К. Совещание по энергетическому использованию углей Канско-Ачинского бассейна. — «Теплоэнергетика», 1965, № 10, с. 93—94
92. Материалы Научно-технического совещания по сжиганию канско-ачинских углей. Красноярск, 1967.
93. Чуханов З. Ф. Комплексное использование канско-ачинских углей — одно из важнейших звеньев экономического развития топливно-энергетического баланса Советского Союза. — «Химия твердого топлива», 1973, № 1, с. 12—23.
94. Кричко А. А., Семенов Л. В. Новые направления химической переработки углей Канско-Ачинского бассейна. — «Уголь», 1975, № 12, с. 62—66.
95. Заозерская Б. А. Поиски каменного угля при Петре Первом. — «Изв. Всесоюз. геогр. о-ва», 1943, т. 75, вып. 2.
96. Каплан П. И. Из истории угольной промышленности. — «Уголь», 1948, № 8.
97. Менделеев Д. И. О мерах для развития донецкой каменноугольной промышленности. — Соч., т. XI. М., Изд-во АН СССР, 1949.
98. Попов Ю. Г. Открытие и начало разработок Карагандинского каменноугольного месторождения. — «Уголь», 1975, № 7, с. 68—70
99. Порфириев В. Б. Метаморфизм ископаемых углей. Изд-во Львовского ун-та, 1948.
100. Иностранцев А. А. Новый крайний член в ряду аморфного углерода (шунгит). — «Горный журн.», 1879, с. 314—342.
101. Горошко В. Д. и др. О некоторых особенностях шунгита. — «Химия твердого топлива», 1967, № 6.
102. Аарпа А. Я. Об образовании горючих сланцев эстонского месторождения. — В сб.: Генезис твердых горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1959.
103. Чуханов З. Ф., Хитрин Л. Н. Энерготехнологическое использование топлива. Пути эффективного применения топлива. М., Изд-во АН СССР, 1956.
104. Термическая переработка сланца-кукерсита. Таллин, «Валгус», 1966.
105. Энциклопедический справочник, «Горное дело», т. III, Обогащение и брикетирование углей. Госгортехиздат, 1960.
106. Благов И. С. Углеобогащение в девятой пятилетке. — «Уголь», 1976, № 2, с. 71—74.
107. Равич М. Б. Поверхностное беспламенное горение. М., Изд-во АН СССР, 1949.
108. Агроскин А. А. Химия и технология угля. Госгортехиздат, 1961.

109. Губкин И. М. Учение о нефти. Изд. 3-е. М., «Недра», 1975.
110. Менделеев Д. И. Нефть (1897). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
111. Менделеев Д. И. Нефтяная промышленность (1893). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
112. Менделеев Д. И. Бакинское нефтяное дело в 1886 г. — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
113. Менделеев Д. И. Вопросы нефтяной промышленности (1886). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
114. Менделеев Д. И. Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе (1877). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
115. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1973.
116. Менделеев Д. И. О налоге на нефть (1886). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
117. Менделеев Д. И. К вопросу о нефтепроводе и керосинопроводе. (1877). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
118. Рамзин Л. К. Энергетические ресурсы СССР. М., Изд. Теплотехнического ин-та, 1925.
119. Томсон Джордж. Предвидимое будущее. М., 1958.
120. Равич М. Б. Топливо. М., «Наука», 1972.
121. Томашпольский Л. М. Нефть и газ. Проблемы и прогнозы. М., «Недра», 1975.
122. Лалайц А. М. Два общества — две линии в развитии топливно-энергетического комплекса. — «Плановое хозяйство», 1975, № 4, с. 20—31.
123. Шагин В. Д. Нефтяники — стране. М., «Недра», 1976.
124. Середа Н. Г., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1973.
125. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Изд. 2-е. М., «Недра», 1971.
126. Справочная книга по добыче нефти. М., «Недра», 1974.
127. Байбаков Н. К. Задача народнохозяйственной значимости. Как улучшить использование геологических запасов нефти. — «Экономическая газета», № 11, март 1974.
128. Наметкин С. С. Химия нефти. М., Изд-во АН СССР, 1955.
129. Сергиенко С. Р. Высокомолекулярные соединения нефти. Изд. 2-е. М., «Химия», 1964.
130. Черножук Н. И., Крейн С. Э., Лосиков Б. В. Химия минеральных масел. Изд. 2-е. М., Гостоптехиздат, 1959.
131. Геллер З. И. Мазут как топливо. М., «Недра», 1965.
132. Менделеев Д. И. Где строить нефтяные заводы (1881). — Соч., т. X. М., Изд-во АН СССР, 1949.
133. Гуревич И. Л. Технология переработки нефти и газа. Ч. I. Изд. 3-е. М., «Химия», 1972.
134. Смидович Е. В. Технология переработки нефти и газа. Изд. 2-е. М., «Химия», 1968.
135. Черножук Н. И. Технология переработки нефти и газа. Изд. 4-е. М., «Химия», 1966.
136. Carrigy M. A. The physical and chemical nature of a typical tar sands: bulk properties and behaviour. — Proc. 7-th World Petrol Congr., Mexico, 1967, v. 3. Barking, 1967.
137. Phizackerley P. H., Scott L. O. Mayor tar sand deposits of the world. — Proc. 7-th World Petrol Congr., Mexico, 1967, v. 3. Barking, 1967.
138. Sullivan F. P. Oil from Canadian tar sands begin its flow to market. — «Power», 1967, v. 12, № 77, p. 80.
139. Нефтепродукты, свойства, качество, применение. Справочник. М., «Химия», 1966.
140. W. Guizrie. Petroleum products handbook. New York — Toronto — London, 1960.
141. Карабин А. И. Сжигание жидкого топлива в промышленных установках. М., Металлургияиздат, 1957.
142. Гвоздецкий Л. А., Горбаненко А. Д. Мероприятия по использованию низкосортных мазутов на электростанциях. — В сб.: Экономия топлива на электростанциях и в энергосистемах. М., «Энергия», 1967.
143. Вайзель Л. Е., Широков Ю. Г. Сжигание сернистого мазута с малыми избытками воздуха. — «Промышленная энергетика», 1965, № 11, с. 25—27.
144. Heizölbefeuerte Heizwerke. — «Technische Akademie Wuppertal. Berichte», 1973, Bd. 7, S. 14—23.
145. Равич М. Б. Поверхностное горение и использование продуктов сгорания. М., Изд-во АН СССР, 1942.
146. Равич М. Б. Поверхностное горение. М., Изд-во АН СССР, 1946.
147. Методика испытаний котельных установок. (ОРГГРЭС). М., «Энергия», 1964.
148. Карпов В. В., Цирюльников Л. М. О точности определения химической неполноты горения мазута. — «Теплоэнергетика», 1967, № 8, с. 25—32.
149. Равич М. Б. Газ и его применение в народном хозяйстве. М., «Наука», 1974.
150. Нечаев М. А. Основы газовой техники. Изд. 2-е. М., «Недра», 1974.
151. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СН 245-71. М., Стройиздат, 1972, с. 96.

152. *Струминский В.* Топливо будущего — водород. — «Правда», 1974, 3 августа.
153. *Коротков Ю. П.* и др. Подготовка газа к транспорту. М., «Недра», 1973.
154. *Оруджев С. А.* Основные задачи развития газовой промышленности в 1976 г. — первом году десятой пятилетки. — «Газовая промышленность», 1976, № 1, с. 1—7.
155. *Corrack C. P.* Natural gas. — «Philos. Trans. Roy. Soc.», 1974, v. A 276, № 1261, p. 463—483.
156. *Осипова А. Н.* Мировая товарная добыча газа. — «Газовая промышленность», 1974, № 5, с. 49—53.
157. *Орел В. Е., Ступаков В. П.* Рационально использовать запасы газа. — «Газовая промышленность», 1974, № 3, с. 31—34.
158. *Акбаров Г. I* — t -диаграмма для расчета процесса горения природного бухарского газа в печах безокислительного нагрева. — «Газовое дело», 1964, № 3.
159. *Равич М. Б.* Упрощенная методика определения CO_2 макс природных и нефтепромысловых газов. — «Газовая промышленность», 1970, № 1, с. 31—32.
160. *Авдеева А. А.* Балансовые испытания котла при работе на газообразном топливе переменного состава. Наладочные и экспериментальные работы ОРГГРЭС, вып. 13 М., Энергонздат, 1956.
161. *Поляков Г. М.* Об определении эффективности сжигания газа по упрощенной методике. — «Электрические станции», 1960, № 9, с. 73—75.
162. *Поляков Г. М., Кулачков В. И.* Повышение производительности стационарных котлов, переводимых с донецкого угля АШ на природный газ. — «Газовое дело», 1962, № 9, с. 27—35.
163. Методика испытаний котельных установок. М., «Энергия», 1965.
164. *Авдеева А. А.* Методы и контроль сжигания газа на электростанциях. М., «Энергия», 1965.
165. *Друскин Л. И.* Сжигание газа в промышленных печах и котлах. М., Гостоптехиздат, 1962.
166. *Белодворский Ю. М.* Газоснабжение предприятий. М., Стройиздат, 1964.
167. *Манушин А. К.* Испытание котельных установок, работающих на газообразном топливе. М., Стройиздат, 1964.
168. *Гатеев С. Б.* Теплотехнические испытания котельных установок (промышленных предприятий). Изд. 2-е. М., Госэнергоиздат, 1959.
169. Методические указания по учету особенностей сжигания газа при расчете норм расхода. М., Изд. ЦНТИ Мин-ва газовой пром-сти, 1966.
170. *Шатиль М. А.* Упрощенная методика теплотехнических расчетов. — «Электрические станции», 1965, № 1.
171. *Столпер Е. Б., Эстеркин Р. И.* Наладка и эксплуатация систем газоснабжения котельных установок. М., «Недра», 1964.
172. *Эфрос М. М.* Нагревательные и термические печи на газовом топливе. М., «Металлургия», 1965.
173. *Цабут И. И.* Применение упрощенной методики в теплотехнических расчетах в малой энергетике. — «Газовая промышленность», 1964, № 8, с. 15—18.
174. *Теренкаль В. Р.* Наладка и исследование работы топki котла ТП-70 при сжигании природного газа Шебелинского месторождения. — В сб.: Теория и практика сжигания газа на электрических станциях и в промышленных котельных. М., Гостоптехиздат, 1959, с. 122—135.
175. *Кулиев Р. А.* Применение методики М. Б. Равича для составления теплового баланса котельного агрегата при сжигании смеси мазута и природного газа. — «Электрические станции», 1957, № 9, с. 94—95.
176. *Друскин Л. И.* Использование газа в котлах и технологических установках. М., «Недра», 1973, с. 264.
177. *Шатиль М. А.* К расчету коэффициента избытка воздуха и химического недожога при сжигании природного газа. — «Энергомашиностроение», 1962, № 9, с. 16—19.
178. *Федоров Н. А.* Техника и эффективность использования газа. М., «Недра», 1975, с. 248.
179. *Трагова Л. А.* Теплотехнические характеристики нефтепромысловых газов. — «Газовое дело», 1963, № 12, с. 36—38.
180. *Ашунов С. А.* Влияние состава на теплотехнические характеристики газов термических и термокаталитических методов нефтепереработки. — В сб.: Использование газа в промышленности. М., «Недра», 1972, с. 17—24.
181. *Преображенский Н. И.* Сжиженные углеводородные газы. М., «Недра», 1975, с. 278.
182. *Клименко.* Сжиженные углеводородные газы. Изд. 3-е. М., «Недра», 1974, с. 367.
183. *Langfield L., Wilson J., Sanderson C.* Propan as enrichment to increase calorific value and meet plac demands. — «J. Inst. Gas Engrs», 1967, p. 430—445.
184. *Равич М. Б.* Теплотехнические характеристики сжиженных газов. — «Газовое дело», 1963, № 11, с. 48—50.
185. *Кричко А. А.* и др. Получение искусственных газов из нефтяного сырья и углей. М., ЦНИИнефтехим, 1974, с. 69.
186. Газификация твердого топлива. М. Гостоптехиздат, 1957.
187. *Михеев В. П.* Газообразное топливо. М., «Недра», 1967.
188. *Hochmeier A.* Technologie der Gasverteilung. 2 Aufl. Leipzig, 1968.

189. TGL — Taschenbuch Gas. Leipzig, 1973.
190. Ницкевич Е. А. Теплоэнергетика доменного производства. М., «Металлургия», 1966.
191. Равич М. Б. Использование газа в промышленности. — «Газовое дело», 1961, № 9, с. 45—50.
192. Гольцман В. И. К вопросу о сжигании ваграночных газов. — «Газовое дело», 1963, № 10, с. 57—60.
193. Гольцман В. И. Теплотехнические характеристики газов коксовых и коксогозовых вагранок. — «Газовая промышленность», 1966, № 4, с. 49—50.
194. Гольцман В. И. Определение содержания CO_2 в отходящих газах — «Литейное производство», 1965, № 7, с. 17—18.
195. Равич М. Б. Определение эффективности использования смешанных газов, газообразного и жидкого топлива. — В сб.: Использование газа в промышленных печах М., ГосИНТИ, 1961, с. 36—52.
196. Равич М. Б. Методика теплотехнических расчетов при одновременном сжигании в печах двух видов топлива. — В сб.: Теория и практика работы современных промышленных печей. Госэнергоиздат, 1963, с. 122—133.
197. Поплавский А. Н. Характеристика процесса совместного сжигания двух видов топлива в вагранках — «Труды ВНИИ ж.-д. транспорта», 1968, вып. 376.
198. Мельников Н. В. Вопросы развития топливной промышленности. — «Плановое хозяйство», 1969, № 1, с. 11—20.
199. Термические методы обезвреживания отходов. Изд. 2-е. Ред. К. К. Богушевская, Г. П. Беспаянцов. Л., «Химия», 1975.
200. Кацнельсон Б. Д., Макушкин А. Т., Аронов Е. В. Аэродинамические характеристики циклонной топki для сжигания низкокалорийных отбросных газов. — «Промышленная энергетика», 1975, № 10, с. 27—30.
201. Грошева Л. Г. Вопросы эффективного использования природного газа в электроэнергетике западного Урала. — Научные труды Пермского политех. ин-та, 1975, № 163, с. 34—42.
202. Ипполитов А. С., Мадоян А. А., Ефименко В. В., Шведов Ю. М. О механизме образования серного ангидрида в пламени. — В кн.: Энергетика и электрификация. Научно-производственный сборник. № 6 (84), 1975, с. 40—42.
203. Закгейм Г. М., Смирнова В. А. Рациональные сферы применения электрического и топливного (газового) нагрева при термообработке металлов. — В кн.: Опыт рационального использования топлива, электрической и тепловой энергии в промышленности. М., Всесоюз. Совет НТО, 1973, с. 124—128.
204. Хромченко А. И., Волков В. М. Экономическая эффективность использования газа при выплавке алюминиевых сплавов. — «Газовая промышленность», 1974, № 6, с. 50—51.
205. Котляренко А. М., Зефирова А. Г., Лебедев А. Ф. Резервы экономии топлива в производстве — «Промышленная энергетика», 1975, № 11, с. 4—5.
206. Стырикович М. А. Взаимодействие топливно-энергетического комплекса с окружающей средой. — «Природа», 1975, № 4, с. 39—45.
207. Кротков Ф. Г. Загрязнение окружающей среды и проблемы гигиены. — «Природа», 1975, № 5, с. 63—69.
208. Шабат Л. М. О циркуляции канцерогенов в окружающей среде. М., «Медицина», 1973.
209. Уждавини Э. Р. Топливо и актуальные проблемы геоигиены. — «Химия и технология топлив и масел», 1974, № 9, с. 16—19.
210. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СН 245-71. М., Стройиздат, 1972, с. 97.
211. Благоев И. С. Углеобогащение в девятой пятилетке. — «Уголь», 1976, № 2, с. 71—74.
212. Лобастов А. В., Панин А. С. Применение золы ТЭС для изготовления теплоизоляционных извешково-кремнеземистых изделий. — Энергетическое строительство, 1974, № 3, с. 38.
213. Грехов И. Т., Панин В. И., Ратынский В. М., Шпирт М. Я., Юровский А. З. Проблемы применения минеральной части углей в народном хозяйстве. — «Химия твердого топлива», 1973, № 1, с. 24—28.
214. Бауков С. С. Использование минеральной части прибалтийских горючих сланцев. — «Химия твердого топлива», 1973, № 1, с. 29—33.
215. Шапиров Е. А. Экономическая эффективность улучшения использования энергетических ресурсов на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах. — Экономика, организация и управление в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, 1974, № 8, с. 9—12.
216. Аренбристер В. В. Техничко-экономический анализ потерь нефти и нефтепродуктов. М., «Химия», 1975, с. 156.
217. Герентьев Г. А., Макарьев С. В., Кислый Э. Б. Оценка уровня и структуры потребления энергетических ресурсов в нефтеперерабатывающей промышленности. — «Химия и технология топлив и масел», 1974, № 3, с. 28—31.
218. Равич М. Б., Шуркин Е. Н., Ридер К. Ф. Метод подавления образования окислов азота в высоконапряженных топках беспламенного горения. — «Промышленная энергетика», 1976, № 5, с. 53—55.

219. Равич М. Б. Повышение эффективности использования газа — важнейшая задача. — «Газовая промышленность», 1965, № 1, с. 32—35.
220. Равич М. Б. Ступенчатое использование тепла природного газа в промышленности. — «Газовая промышленность», 1966, № 3, с. 37—40.
221. Равич М. Б. Народнохозяйственная эффективность повышения КПД установок, работающих на природном газе. — «Газовая промышленность», 1967, № 1, с. 36—40.
222. Равич М. Б. Повышение эффективности применения природного газа. — «Газовая промышленность», 1970, № 4, с. 46—48.
223. Друскин Л. О., Безручко Г. С., Казьмин С. П. и др. Комплексное использование газа на Краснохолмском камвольном комбинате. — «Газовая промышленность», 1969, № 12, с. 22—26.
224. Шанин Б. В. Эффективность использования природного газа на предприятиях г. Горького. — «Газовая промышленность», 1966, № 3, с. 41—43.
225. Шанин Б. В. Ступенчатое использование тепла продуктов сгорания природного газа в промышленности строительных материалов. — «Газовая промышленность», 1967, № 7, с. 38—41.
226. Гольцман В. И. Ступенчатое использование тепла ваграночных газов и некоторые вопросы экономии топлива. — «Газовая промышленность», 1968, № 3, с. 34—35.
227. Миронова Ю. А. Комплексное использование природного газа для отопления и автономного энергоснабжения. — «Газовая промышленность», 1969, № 1, с. 38—41.
228. Сладков С. П., Чеботарев В. И. Использование тепла уходящих газов в газовоздушных агрегатах для отопительно-вентиляционных систем. — «Газовая промышленность», 1966, № 3, с. 46—49.
229. Григорьев В. Н., Шварц В. Н. Комплексное использование природного газа в промышленности. — «Газовая промышленность», 1974, № 1, с. 46—48.
230. Шварц В. Н. Эффективность ступенчатого использования природного газа в нагревательных печах с защитой рекуператоров от перегрева. — В сб.: «Использование вторичных энергоресурсов и охлаждение агрегатов в черной металлургии». М., «Металлургия», 1974, с. 81—85.
231. Широков В. А., Афанасьев К. Н., Жуковский А. В. Повышение эффективности использования природного газа в установках термической обработки металла на предприятиях Минсельхозмаш. — «Промышленная энергетика», 1975, № 2, с. 12—15.
232. Климов Г. М. Повышение эффективности использования природного газа. — «Промышленная энергетика», 1975, № 8, с. 52—56.
233. Равич М. Б. Об использовании продуктов каталитического сгорания. — Изв. Энергетического ин-та АН СССР», 1937, т. 5, с. 113—125.
234. Равич М. Б. Использование продуктов каталитического горения. — Изв. АН СССР. ОНТ», 1938, № 1, с. 83—98.
235. Равич М. Б. Использование отбросной углекислоты продуктов поверхностного горения. М., Изд-во АН СССР, 1940.
236. Красинский Н. П. Удобрение углекислотой в овощеводстве защищенного грунта. Горький, Кн. изд-во, 1953.
237. Равич М. Б., Протасова Н. Н., Латышев Д. И. Подкормка углекислотой овощных культур в теплицах. — В сб.: «Тепличное хозяйство». М., Сельхозгиз, 1955.
238. Внуков А. К., Стриха И. И., Плисан И. Г., Мурзо В. П. Экспериментальное определение окислов азота, выбрасываемых из газомазутных котлов при различных нагрузках и степени рециркуляции газов в топку. — Изв. вузов, Энергетика», 1975, № 12, с. 67—71.
239. «Правда» 1 ноября 1976 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I Роль топлива в народном хозяйстве . . .	5
Глава II Состав топлива и теплота сгорания . . .	16
Глава III Определение расхода воздуха и объема продуктов сгорания топлива	42
Глава IV Определение максимального содержания углекислого газа и водяного пара в продуктах сгорания	56
Глава V Подсчет коэффициента избытка воздуха и коэффициента разбавления продуктов сгорания	66
Глава VI Определение теплоемкости топлива и продуктов сгорания	73
Глава VII Температура горения топлива	82
Глава VIII Определение располагаемого тепла продуктов сгорания и потерь тепла с уходящими газами	104
Глава IX Определение потерь тепла вследствие неполноты горения	109
Глава X Основные характеристики твердого топлива	112
Глава XI Дрова и горючие отходы	118
Глава XII Торф	124
Глава XIII Ископаемые угли	132
Глава XIV Бурые угли	140
Глава XV Каменные угли	155
Глава XVI Антрацит	176
Глава XVII Горючие сланцы	184
Глава XVIII Искусственное твердое топливо	187
Глава XIX Нефть	197
Глава XX Дистиллированное топливо	216
Глава XXI Мазут	223
Глава XXII Состав и свойства газообразного топлива	245
Глава XXIII Природный газ	266
Глава XXIV Нефтяные и сжиженные газы	285
Глава XXV Искусственные газы из твердого топлива	294
Глава XXVI Определение эффективности работы установок при совместном сжигании двух или нескольких видов топлива	300
Глава XXVII Пути повышения эффективности использования топлива и защиты воздушного бассейна	310
Литература	337

ОПЕЧАТКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ

Страница	Срока	Напечатано	Должно быть
36	7 сп.	2540	2580
53	Ф-ча (III.35)	$\frac{K^p}{100} + \frac{100}{RO_2 + \dots}$	$\frac{K^p}{100} \cdot \frac{100}{RO_2 + \dots}$
84	14 сп.	паропронизводительности	жаропронизводительности
90	21 св.	гл. IX).	гл. VII).
116	3 св	[35]	[38]
120	Табл. 49, 2-я гр. 11 сп.	25,4	25,1
156	Табл. 69 (заголовок)	(ГОСТ 8180-7)	(ГОСТ 8180-75)
160	14 сп.	табл. 71	табл. 70
242	3 св.	гл. X.	гл. VIII.
259	17 св.	рис. 26	рис. 24
310	7 св.	3350	1780

Зак. 1953 М Б Равич